

UNESP
Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá

Guaratinguetá
2001



CARO LEITOR NÃO
RISQUE O LIVRO

1110000650



TRIBUTAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL

GUILHERME EUGÊNIO FILIPPO FERNANDES FILHO

Tese apresentada à Faculdade de
Engenharia de Guaratinguetá da
Universidade Estadual Paulista,
para obtenção do título de Livre-
docente.

Guaratinguetá
2.001

650

FACULDADE DE ENGENHARIA
DE GUARATINGUETÁ
BIBLIOTECA

00650



Data: _____
Valor: _____
CARGO: _____
Nome: _____

F363t Fernandes Filho, Guilherme Eugênio Filippo
Tributação de energia no Brasil / Guilherme Eugênio Filippo
Fernandes Filho.- Guaratinguetá : [s.n.], 2006
203 f.: il.
Bibliografia: f. 197-203

Tese (Livre-Docência) – Universidade Estadual Paulista,
Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2006

1.Energia elétrica I. Título

CDU 621.311

" I like to pay taxes.
With them I buy civilization."

Oliver Wendell Holmes



SUMÁRIO

RESUMO	5
ABSTRACT	7
1 INTRODUÇÃO	9
1.1 Motivação.....	9
1.2 Aspectos constitucionais da tributação da energia no Brasil.....	10
1.2.1 Indenizações	10
1.2.2 Tributos.....	12
1.3 Participação dos tributos na arrecadação do Tesouro Nacional	19
1.4 O Tesouro Nacional.....	27
1.4 Dívida Pública.....	33
2 BREVE HISTÓRICO	40
2.1 O Setor elétrico antes das reformas.....	40
2.2 O Setor do petróleo antes das reformas.....	52
3 TRIBUTOS E PREÇOS ANTES DAS REFORMAS	60
3.1 Tributos sobre energia elétrica antes da Constituição de 1.988.....	60
3.1.1 Fundo Federal de Eletrificação.....	60
3.1.2 Imposto único sobre a energia elétrica.....	62
3.1.3 Empréstimo compulsório em favor da Eletrobrás (ECE).....	66
3.1.4 Contribuição para ligação de novos consumidores.....	68
3.2 Estrutura de preços da energia elétrica antes das reformas.....	69
3.3 Tributos sobre o petróleo e derivados antes da Constituição de 1.988	75
3.4 Estrutura de preços dos derivados de petróleo antes das reformas.....	82
4 A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO	90
4.1 A base legal das reformas do setor elétrico.....	90
4.2 A base legal das reformas do setor de petróleo e gás.....	100
5 A ATUAL ESTRUTURA DE PREÇOS.....	106
5.1 Estrutura de preços da energia elétrica.....	106
5.1.1 Consumidor cativo.....	112
5.1.2 Consumidor livre	115
5.2 A estrutura de preços dos derivados de petróleo.....	121
5.3 O impacto da energia nos índices de preços	135
6 ATUAL TRIBUTAÇÃO DA ENERGIA NO BRASIL	137
6.1 Os encargos sobre a energia primária.....	137
6.1.1 Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos.....	137
6.1.2 Concessões onerosas.....	139
6.1.3 Encargos pela produção de petróleo e gás natural	142
6.2 Contribuições sociais incidentes sobre o faturamento	146
6.3 ICMS	149
6.3.1 ICMS sobre a energia elétrica	151



6.3.2 ICMS sobre combustíveis.....	153
6.3.3 A repartição com os Municípios e os montantes arrecadados.....	156
6.4 Outros encargos	159
7 SUGESTÕES E CONCLUSÕES.....	170
7.1 TESE 1 - A perversidade contra os Municípios.....	170
7.2 TESE 2 - Imposto seletivo para os serviços públicos.....	174
7.3 TESE 3 - Uma breve discussão sobre a Compensação Financeira.....	195
Bibliografia.....	197
Bibliografia consultada - INTERNET.....	202



RESUMO

Este trabalho é inteiramente voltado para os tributos incidentes sobre a energia, particularmente sob as formas de energia elétrica e derivados de petróleo. Nesse sentido, foi feita uma rigorosa pesquisa sobre os impostos incidentes sobre ambas as formas de energia no segunda metade do século XX, com enfoque exclusivo na situação brasileira.

Todo o arcabouço legal sobre o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e Imposto Único sobre Lubrificantes e Combustíveis Líquidos e Gasosos (IUCLG) foi exaustivamente examinado. O período de análise foi circunscrito entre a Constituição de 1.946 e a Constituição de 1.988. Há um detalhado relato histórico sobre as bases de cálculo, alíquotas, montantes e aplicações dos recursos arrecadados. Nesse período aconteceram duas crises mundiais de abastecimento de petróleo. Em consequência, os preços da energia, particularmente dos derivados de petróleo, sofreram grandes oscilações. Por isso, a preocupação de uma exposição cronológica das legislações aplicadas.

A pesquisa histórica sobre estes tributos ficaria incompleta se não se fizesse um levantamento sobre a política de preços vigentes entre ambas as constituições. Por isso, este trabalho também apresenta uma detalhada revisão dessas políticas. Deve ser registrado que os preços propriamente ditos não foram considerados, postas a enorme inflação registrada no período e as diversas alterações da moeda. Nesse período, o setor energético brasileiro ficou sob forte controle do Estado. A Petrobrás e a Eletrobrás, ao lado das distribuidoras estaduais de energia elétrica, são mostras eloqüentes dessa afirmação. Com vistas a facilitar o pleno entendimento das políticas tributárias e de preços, é apresentada uma breve revisão da história dos negócios de energia no Brasil.

Este trabalho tem o mérito de sintetizar num único documento toda a trajetória de preços e tributos da energia desde o início da década de 50 até a Constituição de 1.988. Com a nova Constituição houve uma profunda alteração nas questões tributárias relativas à energia elétrica e aos derivados de petróleo. Todas elas são examinadas detalhadamente.

No início da década de 90 começaram as reformas do setor energético brasileiro, as quais ganharam ênfase a partir do governo de Presidente Fernando Henrique Cardoso. As Emendas Constitucionais e as Leis Ordinárias que sustentam a nova organização dos setores de petróleo e energia elétrica são apresentadas de forma resumida, posto que a legislação é fartamente disponível e análises sobre o tema são nacionalmente debatidas. De qualquer forma, são apresentadas detalhadamente as novas políticas de preços e tributação.

Dado que este trabalho é prioritariamente dirigido para uma escola de engenharia, foi considerada oportuna uma breve descrição da atual política tributária nacional, sem maiores pretensões.



Por fim são apresentadas algumas propostas de tributação para o setor energético, isto é, energia elétrica e derivados de petróleo. Antes, porém, são apontadas as distorções relativas a repartição do ICMS entre os Municípios. Soluções consideradas juridicamente simples são propostas para uma maior justiça tributária entre os entes administrativos. Dada sua importância, propõe-se a extensão dos achados à arrecadação relativa aos serviços de comunicações.

Em seguida, advoga-se a tese do imposto seletivo para a energia elétrica, derivados de petróleo e comunicações. Nesse ponto são descritas diversas políticas tributárias relativas a estes serviços noutros países, especialmente nos EUA. Na apresentação das propostas são agasalhadas teses de agentes econômicos do setor de combustíveis. Alguns pontos da proposta de Reforma Fiscal do governo para o setor de energia são destacadas e criticadas.

Por fim, discute-se sobre a necessidade de diversos avanços com respeito ao mecanismo de compensação financeira pelo uso de bens públicos, especialmente de recursos hídricos em razão da reestruturação do setor elétrico nacional. A questão da indenização às nações indígenas também é levantada.

A questão do imposto ecológico não é tratada neste trabalho.



ABSTRACT

This work is entirely gone back to the incident tributes about the energy, particularly under the electric power forms and fuels. In that sense, it was made a rigorous research on the incident taxes on both forms of energy in the second half of the century XX, with exclusive focus in the Brazilian situation.

The whole legal bases on the Excise Tax on Electric Energy (IUEE) and Excise Tax on Lubricants and Liquid and Gaseous Fuels (IUCLG) it was examined. The analysis period was bounded between the Constitution of 1.946 and the Constitution of 1.988. There is a detailed report on the calculation bases, aliquots, amounts and applications of the collected resources. In that period two world crises of provisioning of crude oil happened. In consequence, the prices of the energy, particularly of the fuels suffered great oscillations. Therefore, the concern of a chronological exhibition of the applied legislations.

The historical research on these tributes would be incomplete if it was not made a rising on the politics of effective prices among both constitutions. Therefore, this work also presents a detailed revision of those politics. It should be registered that the prices properly statements were not considered due to the enormous inflation registered in the period and the several alterations of the coin. In that period, the Brazilian energy industries were under intense control of the State. Petrobrás and Eletrobrás, beside the companies of electric power, are eloquent displays of that statement. With views to facilitate the full understanding of the tributary politics and of prices, a short revision of the history of the businesses of energy is presented in Brazil.

This work has the merit of synthesizing in an only document the whole path of prices and tributes of the energy since the beginning of the decade of 50 to the Constitution of 1.988. With the new Constitution there was a deep change in the tributary subjects to the electric energy and fuels. All of them are examined in full detail.

In the beginning of the decade of 90 they began the reforms of the Brazilian energy industries, which won emphasis starting from President's Fernando Henrique Cardoso government. The Constitutional Revisions and the Ordinary Laws that sustain the new organization of the segment of petroleum and electric power are presented in a summarized way, puts that the legislation is available and analyses on the theme are nationally discussed. In any way, they are presented the new politics of prices and taxation in full detail.

Given that this work is driven to an engineering school, it was considered opportune a short description of the current national tributary politics, without larger pretensions.

Finally, it is introduced some proposals of taxation for the energy segment, that is, electric energy and fuels. Before, however, it is pointed the



questionable partition of ICMS among the Municipal districts. Solutions considered juridically simple are proposed for a larger tributary justice among the administrative beings. Given your importance, it intends the extension of the discoveries to the services of communications.

Soon after, one pleads the thesis of the excise tax for the electric energy, fuels and communications. In that point several relative tributary politics are described to these services in other countries, especially in the USA. In the presentation of the proposals economical agents' of the segment of fuels theses are sheltered. Some points of the proposal of the government's Fiscal Reform for the energy industries are outstanding and criticized.

Finally, it is discussed about the need of several progresses with regard to the mechanism of financial compensation for the use of public goods, especially of hydraulic resources in reason of the restructuring of the national electric organization. The subject of the compensation to the indigenous nations is also lifted up.

The subject of the ecological tax is not treated in this work.



1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Em meados do ano 2.000, o mundo assustou-se com a elevação dos preços internacionais do petróleo. Nos principais mercados mundiais, especialmente em Londres e Nova York, o preço do barril encostou em inimagináveis US\$ 40,00. Havia justificado temor que o terceiro choque do petróleo estivesse às portas. Os consumidores americanos e europeus sentiram, de imediato, uma extraordinária alta dos preços da gasolina e óleo diesel. Vigorosos protestos espalharam-se por toda a Europa. Caminhoneiros bloquearam as principais estradas da Reino Unido, França, Bélgica e Espanha. Havia um sentimento geral de que a culpa desse infortúnio era da OPEP⁽¹⁾, por não atender aos apelos para a elevação da produção, permitindo que o preço do barril do petróleo se estabilizasse em valores superiores a US 30,00.

Em resposta, a OPEP divulgou nota afirmando que a “culpa” era toda dos governos dos próprios países consumidores, em razão dos elevados tributos que recaem sobre os derivados do petróleo. Pela ótica da OPEP, os países da União Européia cobram os mais elevados tributos sobre os derivados. Na composição do preço final dos produtos derivados do petróleo, 68% é tributo, 16% refino e distribuição e apenas 16% deve-se ao custo do petróleo bruto. Com relação aos países do G7⁽²⁾, os impostos e taxas são responsáveis por 49% do preço final dos derivados, 26% refino e distribuição e 25% para o óleo bruto. Ainda segundo a OPEP, a distribuição média desses índices nos países da OCDE⁽³⁾ é de 48%, 30% e 22%, respectivamente (OPEC, 2.000). De uma maneira simplista, o preço final dos derivados de petróleo é composto por três partes - óleo bruto, margem industrial e tributos. Em todos os casos analisados, a participação dos impostos e taxas são as mais relevantes.

Ainda de acordo com a OPEP, em 1.999, os preços médios do barril de petróleo (derivados) aos consumidores finais era de US\$ 95,10 na União Européia, US\$ 91,40 no Japão e US\$ 43,90 nos EUA. Embora os preços nos EUA sejam os mais baixos entre os países desenvolvidos, ainda assim os impostos e taxas embutidos totalizavam US\$ 13,80 / barril. Entre 1.998 e 1.999, o petróleo bruto chegou a custar menos de US\$ 10,00 / barril, *op.cit.*

Segundo a OPEP, o caso do Reino Unido é mais sintomático. Os preços médios do barril de petróleo tiveram as seguintes trajetórias: US\$ 17,30/barril (1.995); US\$ 21,10/barril (1.996); US\$ 12,60/barril (1.998); US\$ 17,60/barril (1.999). Enquanto isso, os preços médios dos derivados foram: US\$ 109,10/barril (1.995); US\$ 127,10/barril (1.997) e US\$ 141,50 (1.999). A cada ano entre 1.995 e 1.999, o governo do Reino Unido elevou o tributo incidente sobre os derivados

de petróleo. Em média, eram cobrados US\$ 64,60/barril em 1.995 e, em 1.999, US\$ 96,10/barril, *op.cit.*

O estudo da OPEP conclui que os governos da maioria dos países industrializados recebem em impostos e taxas, cerca de três vezes mais o que recebem os países exportadores pelo barril de petróleo. Argumenta ainda que, a simples elevação da produção não reduziriam os preços para os consumidores finais, mas sim aumentariam a arrecadação dos governos, pela maior margem para a cobrança de tributos.

Com exceção aos EUA, depreende-se que quase metade dos preços ao consumidor final da gasolina, óleo diesel, óleos combustíveis, querosene de aviação, óleos lubrificantes e outros derivados, devem-se aos tributos. Trata-se, portanto, do componente mais importante na formação dos preços.

Isto posto, de pronto vem uma questão. Como andariam os tributos incidentes nos preços dos derivados de petróleo no Brasil? Estariam mais próximos aos praticados nos EUA ou àqueles da União Européia e Japão? O caso inglês é intrigante. Todos sabem que o Brasil tem passado por uma profunda reestruturação do setor energético no governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso. Aliás, a reestruturação do setor elétrico é fortemente inspirada no modelo inglês. É razoável examinar a implicação tributária no setor elétrico. A tributação estaria coerente com o novo modelo em fase de implantação? É patente o clamor nacional por uma reforma fiscal.

O propósito deste trabalho é examinar a tributação incidente sobre a energia no Brasil. Entre os diversos aspectos a serem examinados, destacam-se: a diversidade dos tributos, a contribuição da tributação da energia para a arrecadação do Tesouro Nacional, a distribuição da arrecadação entre os diversos entes da administração pública, as imperfeições que levam às injustiças fiscais, a (in)adequação da tributação ao novo modelo do setor energético, os benefícios sócio-econômicos da tributação energética, comparação com modelos internacionais e, finalmente, propostas de alterações que possam ser discutidas no âmbito de uma autêntica reforma tributária. Para isso, torna-se indispensável a apresentação, ainda que breve, da reestruturação do setores petrolífero e elétrico brasileiros nesta segunda metade da década de 90.

1.2 Aspectos constitucionais da tributação da energia no Brasil

1.2.1 Indenizações

Atualmente, a energia elétrica e os combustíveis líquidos e gasosos representam quase a totalidade das formas de energia consumidas pela sociedade brasileira. Tratam-se de formas secundárias de energia, isto é, passaram por um processo de transformação. As energias primárias mais comuns, ou simplesmente



naturais, são a energias hidráulica, solar e eólica. Também são classificadas como fontes de energia primária a biomassa e os minérios, especialmente carvão e petróleo. O gás natural também é uma forma de energia primária.

Para os propósitos deste trabalho, torna-se imperiosa uma visita à CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL, afim dela extrair o ordenamento basilar estabelecido para as questões energéticas, sobretudo para a energia elétrica, combustíveis derivados de petróleo e biomassa e gás natural. É na Constituição, promulgada em 1.988, que serão encontradas definições quanto à propriedade das fontes de energia primária, além das regras diretivas para exploração, transformação, comercialização e tributação.

Logo no título III da Constituição – “ Da Organização do Estado”, são estabelecidos alguns princípios fundamentais acerca da fontes de energia primária. Os potenciais de energia hidráulica pertencem à União, assim como os recursos minerais, inclusive as do subsolo. Dada a propriedade da União sobre as fontes primárias de energia, qualquer exploração desses recursos estará sujeita a indenização, pelo pagamento de royalties e compensação financeira. Os beneficiários dessas indenizações serão a União, os Estados, o Distrito Federal e Municípios, conforme estabelecido no artigo 20 da Constituição Federal.

Art. 20 São bens da União:

(...)

V – os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva;

(...)

VIII – os potenciais de energia hidráulica;

IX – os recursos minerais, inclusive os do subsolo;

(...)

§ 1º É assegurada nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como aos órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo e gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração.

Existe um arcabouço infraconstitucional regulamentando a matéria, que será exposto mais adiante.

1.2.2 Tributos

Todas as atividades voltadas à energia estarão sujeitas a tributação pelo Estado. Antes de prosseguir, mister se faz buscar definir, ainda que sumariamente, o que sejam tributos. Nesses sentido, Bastos (1.998) assevera:

“ Se por um lado é certo que a todos é dado usar, gozar e dispor do seu patrimônio, ao Estado também é facultado o direito de exigir prestações pecuniárias que implicam sacrifício da parcela desse patrimônio. Nisso consiste o tributo ”

Por outro lado, o Código Tributário Nacional (Lei 5.172, de 25/10/66) trás em seu bojo:

Art. 3º Tributo é toda prestação pecuniária compulsória, em moeda ou cujo valor nela se possa exprimir, que não constitua sanção de ato ilícito, instituída em lei e cobrada mediante atividade administrativa plenamente vinculada.

Art. 4º A natureza jurídica específica do tributo é determinada pelo fato gerador da respectiva obrigação, sendo irrelevantes para qualificá-la:

I – a denominação e demais características formais adotadas pela lei;

II – a destinação legal do produto da sua arrecadação.

Ainda segundo Bastos, *ibid.*, são cinco as espécies de tributos: impostos, taxas, contribuições de melhorias, empréstimo compulsório e contribuições sociais. O imposto tem caráter obrigatório e o Estado não se obriga a qualquer compensação ao contribuinte, muito menos a qualquer forma de reembolso. Os impostos podem ser diretos e indiretos. No dizer de Bastos:

“ Imposto direto é aquele que toma em linha de conta a situação patrimonial do contribuinte, o exemplo pragmático é o imposto de renda. ”
continuando:

“ Já o imposto indireto não desfruta da possibilidade de averiguar a capacidade econômica do contribuinte, uma vez que seu fato gerador é constituído por um evento jurídico ou material, desprendido da condição patrimonial de quem o pratica ” ..

A matéria é tratada pela Constituição Federal no seu título VI – “ Da Tributação e do Orçamento”, mais especificamente no capítulo I – “ Do Sistema Tributário Nacional”. Os princípios gerais sobre impostos, taxas e empréstimos compulsórios são enunciados.

Art. 145 A União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios poderão instituir os seguintes tributos:

I – imposto;

II – taxas, em razão do exercício do poder de polícia ou pela utilização efetiva ou potencial, de serviços públicos específicos e divisíveis, prestados ao contribuinte ou postos à sua disposição;

III – contribuição de melhoria, decorrente de obras públicas.

§ 1º Sempre que possível, os impostos terão caráter pessoal e serão graduados segundo a capacidade econômica dos contribuintes, facultado à administração tributária, especialmente para conferir efetividade a esses objetivos, identificar, respeitados os direitos individuais e nos termos da lei, o patrimônio, os rendimentos, e as atividades econômicas do contribuinte.

§ 2º As taxas não poderão ter base de cálculo própria de impostos.

(...)

Art. 148 A União, mediante lei complementar, poderá instituir empréstimos compulsórios:

I – para atender despesas extraordinárias, decorrentes de calamidade pública, de guerra externa ou sua iminência;

II – no caso de investimento público de caráter urgente e de relevante interesse nacional, observado o disposto no art. 150, III, b.

Parágrafo único. A aplicação de recursos provenientes de empréstimo compulsório será vinculada à despesa que fundamentou sua instituição.

O capítulo I subdivide-se em seis seções, as quais detalham o Sistema Tributário Nacional, a saber:

Seção I – Dos princípios gerais;

Seção II – Das limitações do poder de tributar;

Seção III – Dos impostos da União;

Seção IV – Dos impostos dos Estados e do Distrito Federal;

Seção V – Dos impostos dos Municípios;

Seção VI – Da repartição das receitas tributárias.

Com respeito aos aspectos tributários que envolvem os negócios de energia, interessam os postulados anunciados no art. 155 da Carta Magna.

Art. 155 Compete aos Estados e ao Distrito Federal instituir impostos sobre:

(...)

II – operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, ainda que as operações e as prestações se iniciem no exterior;

(...)

§ 3º À exceção dos impostos de que tratam o inciso II do caput deste artigo e o art. 153, I e II, nenhum outro tributo poderá incidir sobre as operações relativas a energia elétrica, serviços de telecomunicações, derivados de petróleo, combustíveis e minerais do País.

A Constituição é de clareza solar a respeito do chamado ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) como único tributo incidente sobre as operações com energia elétrica e combustíveis. O art. 153 reza sobre importação e exportação.

Art. 153 Compete à União instituir impostos sobre:

I – importação de produtos estrangeiros;

II – exportação, para o exterior, de produtos nacionais ou nacionalizados.

Cabe notar que, na prática, os impostos de importação e exportação têm finalidade muito mais voltada para aspectos regulatórios de comércio que arrecadatórios.

O disposto no § 3º do art. 155, não desobriga as empresas operadoras de negócios com energia de outros tributos, como, por exemplo, imposto de renda ou contribuição social sobre o lucro líquido.

O mesmo artigo 155 prescreve as regras gerais para o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços. Os pontos de maior interesse estão estabelecidos pelo § 2º do mencionado artigo, com redação dada pela Emenda Constitucional nº 3, de 17 de março de 1.993.

§ 2º O imposto previsto no inciso II atenderá o seguinte:

I – será não cumulativo, compensando-se o que for devido em cada operação relativa à circulação de mercadorias ou prestação de serviços com o montante cobrado nas anteriores pelo mesmo ou outro Estado ou pelo Distrito Federal;

(...)

III – poderá ser seletivo, em função da essencialidade das mercadorias e serviços;

IV – resolução do Senado Federal, de iniciativa do Presidente da República ou de um terço dos Senadores, aprovada pela maioria dos seus membros, estabelecerá as alíquotas aplicáveis às operações e prestações, interestaduais e de exportação;

(...)

VI – salvo deliberação em contrário dos Estados e do Distrito Federal nos termos do disposto no inciso XII, g, as alíquotas internas, nas operações relativas

à circulação de mercadorias e nas prestações de serviços, não poderão ser inferiores às previstas para operações interestaduais;

VII – em relação às operações e prestações que destinem bens e serviços a consumidor final localizado em outro Estado, adotar-se-á:

a) alíquota interestadual, quando o destinatário for contribuinte do imposto;

b) a alíquota interna, quando o destinatário não for contribuinte dele;

VIII – na hipótese da alínea a do inciso anterior, caberá ao Estado da localização do destinatário o imposto correspondente à diferença entre a alíquota interna e interestadual;

(...)

X – não incidirá:

(...)

b) sobre operações que destinem a outros Estados, petróleo, inclusive lubrificante, combustíveis líquidos e gasosos dele derivados e energia elétrica;

(...)

O artigo 34 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias aborda aspectos importantes para efeitos da tributação de energia.

Art. 34 (...)

§ 9º Até que lei complementar disponha sobre a matéria, as empresas distribuidoras de energia elétrica, na condição de contribuintes ou de substitutos tributários, serão responsáveis, por ocasião da saída do produto de seus estabelecimentos, ainda que destinado a outra unidade da Federação, pelo pagamento de imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias incidente sobre energia elétrica, desde a produção ou importação até a última operação, calculado o imposto sobre o preço então praticado na operação final e assegurado seu recolhimento ao Estado ou ao Distrito Federal, conforme o local onde deva ocorrer essa operação.

(...)

§ 12º A urgência prevista no art. 148, II, não prejudica a cobrança de empréstimo compulsório instituído em benefício das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), pela Lei nº 4.156, de 28 de novembro de 1.962, com alterações posteriores.

O montante arrecadado com o ICMS pelos Estados deve ser repartido com os Municípios, de acordo com os seguintes preceitos constitucionais.

Art. 158 Pertencem aos Municípios:

(...)

IV – vinte e cinco por cento do produto d arrecadação do imposto do Estado sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicações.

Parágrafo único. As parcelas de receitas pertencentes aos Municípios, mencionado no inciso IV, serão creditados conforme os seguintes critérios:

I – três quartos, no mínimo, na proporção do valor adicional nas operações relativas à circulação de mercadorias e nas prestações de serviços, realizadas em seus territórios;

II – até um quarto, de acordo com o que dispuser lei estadual ou, no caso dos territórios, lei federal.

(...)

Art. 161 Cabe à lei complementar:

I – definir o valor adicionado para fins do disposto no artigo 158, parágrafo único, I;

(...)

III – dispor sobre acompanhamento, pelos beneficiários, do cálculo das quotas e da liberação das participações previstas nos artigos 157, 158 e 159.

Atualmente, está em vigor a Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1.996, que dispõe sobre o ICMS. No caso do Estado de São Paulo, o ICMS é regido pela Lei Estadual 6.374/89, regulamentada pelo Decreto nº 45.490/00 – RICMS (Regulamento do ICMS). Ainda estão em vigor diversos dispositivos da Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1.966 – Código Tributário Nacional; especialmente aqueles pertinentes às conceituações de natureza tributária. Aliás, a energia elétrica é considerada como produto industrializado, conforme § 1º, do art. 74, do CTN.

Em que pesem controvérsias jurídicas, as contribuições sociais são assumidas como uma espécie de tributo. No título VI da Constituição – “Da Tributação e do Orçamento”, logo no capítulo I – “Do Sistema Tributário Nacional”, depreende-se:

Art. 149 Compete exclusivamente à União instituir contribuições sociais, de intervenção no domínio econômico e de interesse das categorias profissionais ou econômicas, como instrumento de sua atuação nas respectivas áreas, observado o disposto nos artigos 146, III e 150, I e II, e sem prejuízo do previsto no artigo 195, § 6º, relativamente às contribuições a que alude o dispositivo.

A Constituição Federal estabelece algumas modalidades de contribuições sociais que impactam as operações com energia e, portanto, refletem nos preços e tarifas. Em consequência, devem ser analisadas no âmbito deste trabalho. A matéria é tratada no título VIII – “Da Ordem Social”.

Art. 193 A ordem social tem como base o primado do trabalho, e como objetivo o bem estar e a justiça sociais.

No capítulo II deste título – “Da Seguridade Social”, é estabelecido:

Art. 194 A seguridade social compreende um conjunto integrado de ações de iniciativa dos Poderes Públicos e da sociedade, destinados a assegurar os direitos relativos à saúde, à previdência e à assistência social.

(...)

Art. 195 A seguridade social será financiada por toda a sociedade, de forma direta e indireta, nos termos da lei, mediante recursos provenientes dos orçamentos da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios, e das seguintes contribuições sociais:

I – do empregador, da empresa, e da entidade a ela equiparada na forma da lei, incidentes sobre: a folha de salários e demais rendimentos do trabalho pagos ou creditados, a qualquer título, à pessoa física que lhe presta serviço, mesmo sem vínculo empregatício;

a) a receita ou faturamento;

b) o lucro.

(...)

É justamente no item b, inciso I, do artigo 195 que reside o interesse com relação às operações com energia. Todas as empresas do ramo estarão sujeitas a contribuições sobre o faturamento, inclusive com os negócios de energia. Três modalidades de contribuições despertam interesse direto:

- 1) PIS – Programa de Integração Social, estabelecido pela Lei Complementar nº 7, de 7 de julho de 1.970;
- 2) PASEP – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público, estabelecido pela Lei Complementar nº 8, de 3 de dezembro de 1.970.
- 3) COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, estabelecido pela Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1.991.

Com respeito à legislação infraconstitucional, duas leis merecem destaque:

- 1) Lei nº 9.715, de 25 de novembro de 1.998, que dispõe sobre as contribuições para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP;
- 2) Lei nº 9.718, de 27 de novembro de 1.998, que altera a legislação tributária federal.

Em resumo, os negócios com energia estão sujeitos a:

- ⇒ Indenização à União, Estados, Distrito Federal e Municípios por uso de bem público;
- ⇒ Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transportes Interestadual e Intermunicipal e Comunicação (ICMS);
- ⇒ Contribuição social sobre o faturamento das empresas que operam negócios de energia (PIS/PASEP e COFINS).

Naturalmente, todas as empresas do ramo estarão sujeitas a outros tributos previstos na Constituição Federal. À União cabe os seguintes impostos e contribuições: Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), Imposto sobre Importação (II), Imposto sobre Exportação (IE), Imposto de Renda - Pessoa Jurídica (IRPJ), Imposto de Renda - Pessoa Física (IRPF), Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF), Imposto sobre Operações Financeiras (IOF), Imposto sobre a Propriedade Territorial Rural (ITR). A base constitucional para estes impostos deposita-se sobre o artigo 153 da Constituição Federal. Além desses impostos, cabe ainda à União as seguintes contribuições sociais: PIS/PASESP, COFINS, CPMF - Contribuição Provisória sobre a Movimentação Financeira (artigo 74 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias) e CSSL (Contribuição Social sobre o Lucro das Empresas - Lei 8.212/91).

Unicamente com vistas a facilitar uma melhor compreensão sobre os tributos federais, é recomendável a leitura de uma síntese sobre estes tributos preparada pela SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL (2.001,c).

Aos Estados e ao Distrito Federal, além do ICMS, cabem o IPVA - Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores e o ITCM - Imposto sobre Transmissão *causa mortis* e Doação de Quaisquer Bens e Direitos (ITCD), de acordo com o artigo 155 da CF. Aos municípios cabem o Imposto sobre a Propriedade Predial e Territorial Urbana (IPTU), o Imposto sobre Serviços de qualquer natureza (ISS) e o Imposto sobre Transmissão *inter vivos* de Bens Imóveis (ITBI), de acordo com o artigo 156 da CF.

A seção VI deste capítulo da Constituição trata da repartição das receitas tributárias. Do total arrecadado pela União com os impostos sobre a renda e sobre produtos industrializados, deve-se repassar ao FPE (Fundo de Participação dos Estados), 21,5%, além de mais 10% da arrecadação do IPI. Ao Fundo de Participação dos Municípios (FPM), são repassados 22,5%. Outros 3% devem ser repassados para aplicação em programas de financiamento das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste (artigo 159 da CF).

Por sua vez, os Estados devem repassar 25% da arrecadação do ICMS aos Municípios, além de 50% da arrecadação do IPVA. Cabe aos municípios, 50% do ITR (artigo 158 da CF).

Por ora são contados 14 impostos; 8 federais, 3 estaduais e 3 municipais, além de 4 contribuições sociais. Não são consideradas as contribuições sobre as relações trabalhistas.

1.3 Participação dos tributos na arrecadação do Tesouro Nacional

Para evitar suspeições, todos os dados apresentados neste item são originários da Secretaria da Receita Federal do Ministério da Fazenda.

Embora possa estar se afastando do objetivo deste trabalho, é conveniente examinar sumariamente a participação dos diversos tributos na arrecadação, com vistas a uma análise comparada mais consistente. Para tanto, a SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL (2.001,b) edita, anualmente, substanciosos estudos sobre a carga tributária brasileira, dentro da série "Estudos Tributários", os quais servirão de base para o presente trabalho.

Foram selecionados os anos de 1.995 a 1.999 para apresentação de dados. Ao tempo do fechamento desta parte do trabalho, final de 2.000, os dados consolidados deste ano não eram disponíveis. Além disso, os 5 anos selecionados cobrem todo o governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso. A atualização de dados é expedita.

Como será visto mais adiante, esses dados cobrem tanto o Orçamento Fiscal como o Orçamento da Seguridade Social. São totalizados os impostos federais (IRPF, IRPJ, IRRF, IPI, IOF, ITR, II, e IE), as diversas taxas federais e contribuições sociais (PIS/PASEP, CPMF, COFINS, CSLL, CSSP e outras). Estão inclusas as Contribuições para a Previdência Social, recolhidas sobre as folhas de pagamentos das empresas e sobre os salários dos trabalhadores.

Outras arrecadações, ainda que não administradas pelo governo, são apontadas. É o caso do chamado sistema "S" (SENAI, SESI, SESC, SENAC, SENAR, SENAT, SEBRAE, DPC, INCRA, Fundo Aeroviário). Tratam-se de contribuições usualmente incidentes sobre as folhas de pagamentos, recolhidas pelo INSS e repassadas para as diversas entidades de classes. Esse "entulho" tributário é *sui generis*, sendo que muitos deles vêm da década de 40. O governo arrecada e repassa para atividade privada. Cabe esclarecer que a maior parte desses recursos são destinados a programas de treinamento e qualificação de mão de obra. Também são anotadas as arrecadações do FGTS e do Salário Educação. Todos os impostos estaduais e municipais (ICMS, IPVA, ITCD, IPTU, ITBI) e as taxas recolhidas são apontadas, além de eventuais arrecadações para institutos de previdências estaduais e municipais. Os dados desses estudos podem não coincidirem com aqueles dos relatórios regulares da SRF, posto que não são consideradas as multas, juros e correções monetárias.

A seguir, são apresentadas as tabelas 1.1, 1.2 e 1.3, todas obtidas da SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL (2.001,b).



Das tabelas depreende-se que a carga tributária brasileira vem oscilando em torno de 30% do PIB nestes últimos cinco anos. No ano de 1.999, para um PIB de cerca de R\$ 1 trilhão, foram arrecadados R\$ 306 bilhões, considerando impostos, taxas e contribuições sociais (inclusive FTGS e Sistema S) para os três níveis de administração. Consideradas as transferências constitucionais aos Estados e Municípios, a arrecadação líquida da União resultou em R\$ 190,8 bilhões (62,3%), enquanto aos Estados couberam cerca de R\$ 72,3 bilhões (23,6%) e aos Municípios R\$ 43,1 bilhões (14,1%). Certo é que, da arrecadação líquida da União, cerca de R\$ 70,5 bilhões, ou 37% de sua arrecadação, origina-se das contribuições para a previdência social (INSS), FGTS, Sistema S e Salário Educação.

Considerando uma população de 169 milhões de brasileiros em 1.999, a arrecadação "per capita" foi de R\$ 1.810,00/hab., aproximadamente.

Um ponto que chama a atenção e que será tratado em detalhes ao longo deste trabalho, reside na pífia arrecadação dos municípios, 14,1% do total, incluindo as transferências federais do FPM e do ITR e as transferências estaduais do ICMS e IPVA. Isso equivale a uma arrecadação "per capita" de cerca de R\$ 260,00/hab. Cabe lembrar que os interesses sociais mais imediatos dos cidadãos estão no município. Além dessa distribuição desigual entre as diversas esferas de governo, surge outra injustiça quanto aos critérios de distribuição entre eles. Mais adiante serão vistas as principais distorções com relação ao repasse do ICMS, particularmente na computação da arrecadação dos tributos incidentes sobre a energia. Não é à toa que cerca de 5.000 municípios brasileiros (90% do total) apresentam sérias dificuldades fiscais.



Tabela 1.1 - Carga Tributária Bruta em Bilhões de Reais - Moeda Corrente

ANO	1995		1996		1997		1998		1999	
(PIB)	(646,192)		(778,887)		(864,111)		(899,814)		(1,010,068)	
	VALOR (R\$)	% PIB	VALOR (R\$)	% PIB	VALOR (R\$)	% PIB	VALOR (R\$)	% PIB	VALOR (R\$)	% PIB
UNIÃO	129,321	20.01	150,708	19.35	171,082	19.80	186,561	20.73	215,915	21.38
Orçamento Fiscal	53,250	8.24	59,173	7.60	64,752	7.49	74,542	8.28	84,787	8.39
- IMPOSTO DE RENDA	31,138	4.82	36,213	4.65	38,676	4.48	47,724	5.30	55,215	5.47
Pessoas Físicas	2,070	0.32	2,371	0.30	2,644	0.31	2,826	0.31	3,048	0.30
Pessoas Jurídicas	9,053	1.40	12,456	1.60	12,222	1.41	12,058	1.34	12,842	1.27
Retido na Fonte	20,015	3.10	21,386	2.75	23,810	2.76	32,840	3.65	39,325	3.89
- IMP. S. PRODUTOS INDUSTRI.	13,435	2.08	15,283	1.96	16,605	1.92	16,097	1.79	16,275	1.61
- IMP. S. OPERAÇÕES FINANC.	3,206	0.50	2,836	0.36	3,768	0.44	3,521	0.39	4,844	0.48
- IMP. S. COMÉRCIO EXTERIOR	4,894	0.76	4,239	0.54	5,108	0.59	6,504	0.72	7,860	0.78
- IMP. TERRITORIAL RURAL	99	0.02	197	0.03	242	0.03	206	0.02	243	0.02
- IMP. PROV. MOV. FINANC. (IPMF)	159	0.02	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
- TAXAS FEDERAIS	319	0.05	405	0.05	353	0.04	490	0.05	350	0.03

Orçamento Seguridade Social	61,076	9.45	74,097	9.51	87,072	10.08	89,395	9.93	106,821	10.58
- CONTR. P/ PREVIDÊNCIA SOCIAL	32,165	4.98	40,378	5.18	44,148	5.11	46,641	5.18	47,425	4.70
- COFINS	14,669	2.27	17,171	2.20	18,325	2.12	17,664	1.96	30,875	3.06
- CPMF					6,910	0,80	8,113	0,90	7,949	0,79
- CONTR. S. LUCRO LÍQUIDO	5,615	0.87	6,206	0.80	7,214	0.83	6,542	0.73	6,767	0.67
- PIS, PASEP	5,903	0.91	7,136	0.92	7,264	0.84	7,122	0.79	9,491	0.94
- CONTR. SEG. SERV. PÚBLICO	2,101	0.33	2,580	0.33	2,595	0.30	2,483	0.28	3,151	0.31
- OUTRAS CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS (1)	624	0.10	626	0.08	616	0.07	830	0.09	1,163	0.12
Demais	14,994	2.32	17,438	2.24	19,258	2.23	22,624	2.51	24,308	2.41
- FGTS	9,780	1.51	11,672	1.50	12,925	1.50	16,782	1.87	17,408	1.72
CONTRIBUIÇÕES ECONÔMICAS	839	0.13	885	0.11	916	0.11	935	0.10	1,250	0.12
- SALÁRIO EDUCAÇÃO	2,376	0.37	2,762	0.35	2,775	0.32	2,460	0.27	2,353	0.23
- SISTEMA "S" (2)	2,000	0.31	2,119	0.27	2,641	0.31	2,448	0.27	3,297	0.33



ESTADOS	53,889	8.34	63,928	8.21	68,731	7.95	70,995	7.89	78,185	7.74
- ICMS	47,228	7.31	55,697	7.15	59,575	6.89	60,886	6.77	67,885	6.72
- IPVA	2,458	0.38	3,122	0.40	3,841	0.44	4,451	0.49	4,481	0.44
- ITCO	178	0.03	202	0.03	266	0.03	318	0.04	301	0.03
- TAXAS	1,033	0.16	1,247	0.16	1,347	0.16	1,398	0.16	1,353	0.13
- PREVID. ESTADUAL	2,720	0.42	3,341	0.43	3,360	0.39	3,633	0.40	3,694	0.37
- OUTROS (AIR, ICM, ETC.)	271	0.04	319	0.04	341	0.04	309	0.03	471	0.05
MUNICÍPIOS	8,975	1.39	10,924	1.40	11,581	1.34	11,492	1.28	12,158	1.20
- ISS	3,321	0.51	4,354	0.56	4,516	0.52	4,522	0.50	4,847	0.48
- IPTU	2,762	0.43	3,356	0.43	3,613	0.42	3,550	0.39	3,643	0.36
- ITBI	646	0.10	738	0.09	820	0.09	793	0.09	858	0.08
- TAXAS	1,648	0.26	1,989	0.26	2,149	0.25	2,108	0.23	2,331	0.23
- PREVID. MUNICIPAL	287	0.04	352	0.05	354	0.04	383	0.04	389	0.04
- OUTROS TRIBUTOS (3)	311	0.05	135	0.02	130	0.02	135	0.02	89	0.01
TOTAL	192,185	29.74	225,560	28.96	251,394	29.09	269,048	29.90	306,258	30.32

(1) INCLUI : CONT. S/ A RECEITA DOS CONCURSOS DE PROGNÓSTICOS, CONT. P/ CUSTEIO DE PENS. MILITARES, CONT. FUNDESP, CONT. FUNPEN E OUTRAS.

(2) CONTRIBUIÇÃO AOS SEGUINTE ÓRGÃOS: SENAR, SENAI, SESI, SENAC, SESC, INCRA, SDR, SEST, SENAT, SEBRAE, Fundo Aeroviário e Ensino Prof. Marítimo (DPC);

(3) INCLUI: IVVC E CONTRIBUIÇÕES DE MELHORIA.

Tabela 1. 2 - Detalhamento por tributo (1.999)

POS.	TRIBUTO	CLASSIFICAÇÃO	COMPETÊNCIA	ARRECADAÇÃO BRUTA			
				R\$ MIL	% TOTAL	% ACUM.	% PIB
		NAT. JURÍDICA					
1	ICMS	IMPOSTO	ESTADUAL	67,885,202.40	22.17	22.17	6.72
2	IMPOSTO DE RENDA	IMPOSTO	FEDERAL	55,215,235.73	18.03	40.19	5.47
3	CONTR. P/ PREV. SOCIAL	CONTRIBUIÇÃO	FEDERAL	47,424,986.99	15.49	55.68	4.70
4	COFINS	CONTRIBUIÇÃO	FEDERAL	30,874,613.36	10.08	65.76	3.06
5	FGTS	CONTRIBUIÇÃO	FEDERAL	17,408,212.15	5.68	71.45	1.72
6	IPI	IMPOSTO	FEDERAL	16,275,314.59	5.31	76.76	1.61
7	PIS/PASEP	CONTRIBUIÇÃO	FEDERAL	9,490,806.73	3.10	79.86	0.94
8	CPMF	CONTRIBUIÇÃO	FEDERAL	7,948,648.43	2.60	82.45	0.79
9	IMP. COMÉRCIO EXTERIOR	IMPOSTO	FEDERAL	7,860,124.74	2.57	85.02	0.78
10	CSLL	CONTRIBUIÇÃO	FEDERAL	6,767,489.80	2.21	87.23	0.67
11	ISS	IMPOSTO	MUNICIPAL	4,847,303.11	1.58	88.81	0.48
12	IOF	IMPOSTO	FEDERAL	4,843,652.42	1.58	90.39	0.48
13	IPVA	IMPOSTO	ESTADUAL	4,480,662.26	1.46	91.86	0.44
14	PREVID. ESTADUAL	CONTRIBUIÇÃO	ESTADUAL	3,694,069.03	1.21	93.06	0.37
15	IPTU	IMPOSTO	MUNICIPAL	3,642,642.26	1.19	94.25	0.36
16	SISTEMA S	CONTRIBUIÇÃO	FEDERAL	3,296,535.33	1.08	95.33	0.33
17	CONTR. SEG. SERV. PÚBLICO	CONTRIBUIÇÃO	FEDERAL	3,150,919.87	1.03	96.36	0.31
18	OUTRAS CONT. SOCIAIS	CONTRIBUIÇÃO	FEDERAL	1,163,347.13	0.38	96.74	0.12
19	SALÁRIO-EDUCAÇÃO	CONTRIBUIÇÃO	FEDERAL	2,353,044.69	0.77	97.51	0.23
20	TAXAS MUNICIPAIS	TAXA	MUNICIPAL	2,331,448.90	0.76	98.27	0.23
21	TAXAS ESTADUAIS	TAXA	ESTADUAL	1,353,394.03	0.44	98.71	0.13
22	ITBI	IMPOSTO	MUNICIPAL	858,082.41	0.28	98.99	0.08
23	DEMAIS CONT. ECONÔMICAS	CONTRIBUIÇÃO	FEDERAL	505,506.10	0.17	99.16	0.05
24	OUTROS TRIB. ESTADUAIS	IMPOSTO	ESTADUAL	470,748.76	0.15	99.31	0.05

25	A. F. R. MARINHA MERCANTE	CONTRIBUIÇÃO	FEDERAL	421,086.61	0.14	99.45	0.04
26	PREVID. MUNICIPAL	CONTRIBUIÇÃO	MUNICIPAL	389,438.05	0.13	99.57	0.04
27	TAXAS FEDERAIS	TAXA	FEDERAL	349,533.63	0.11	99.69	0.03
28	FUNDAF	CONTRIBUIÇÃO	FEDERAL	323,230.74	0.11	99.79	0.03
29	ITCD	IMPOSTO	ESTADUAL	301,342.85	0.10	99.89	0.03
30	ITR	IMPOSTO	FEDERAL	242,704.84	0.08	99.97	0.02
31	OUTROS TRIB. MUNICIPAIS	IMPOSTO	MUNICIPAL	88,799.98	0.03	100.00	0.01
32	IPMF	IMPOSTO	FEDERAL	127.47	0.00	100.00	0.00
		PIB :	#####	#####	100.00	- - -	30.32



Tabela 1.3 - Composição da Carga Tributária Líquida após Transferências Constitucionais

		1995		1996		1997		1998		1999	
		VALOR (R\$)	%	VALOR (R\$)	%	VALOR (R\$)	%	VALOR (R\$)	%	VALOR (R\$)	%
UNIÃO	RECEITA DISPONÍVEL	108,359	100.00	126,691	100.00	144,755	100.00	160,880	100.00	190,809	100.00
	ARRECAÇÃO PRÓPRIA	108,359	100.00	126,691	100.00	144,755	100.00	160,880	100.00	190,809	100.00
	TRANSF. DE ESTADOS	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
	TRANSF. DE MUNICÍPIOS	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
ESTADOS	RECEITA DISPONÍVEL	53,016	100.00	62,373	100.00	66,981	100.00	67,836	100.00	72,301	100.00
	ARRECAÇÃO PRÓPRIA	40,853	77.06	48,443	77.67	51,917	77.51	53,548	78.94	58,974	81.57
	TRANSF. DA UNIÃO	12,164	22.94	13,931	22.33	15,064	22.49	14,288	21.06	13,327	18.43
	TRANSF. DE MUNICÍPIOS	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00	0	0.00
MUNICÍPIOS	RECEITA DISPONÍVEL	30,810	100.00	36,496	100.00	39,658	100.00	40,332	100.00	43,148	100.00
	ARRECAÇÃO PRÓPRIA	8,975	29.13	10,924	29.93	11,581	29.20	11,492	28.49	12,158	28.18
	TRANSF. DA UNIÃO	8,798	28.56	10,087	27.64	11,262	28.40	11,393	28.25	11,779	27.30
	TRANSF. DE ESTADOS	13,036	42.31	15,485	42.43	16,814	42.40	17,447	43.26	19,212	44.52
TOTAL		192,185		225,560		251,394		269,048		306,258	

Os tributos que impactam diretamente a energia, ou seja, ICMS, COFINS e PIS/PASEP, representam cerca de R\$ 108,3 bilhões da arrecadação (35,4%). Em capítulos seguintes serão examinadas as participações específicas das contribuições da energia elétrica e combustíveis nesse total.

1.4 O Tesouro Nacional

É interessante verificar, ainda que sumariamente, a participação dos tributos nas contas do governo central. O governo opera de forma muito intensa no mercado financeiro, emitindo e resgatando títulos, o que implica na necessidade de pagamentos de juros e amortização do principal. Além disso, o governo central tem promovido uma intensa desmobilização de ativos através do programa de desestatização. Dentro de sua política econômica, o superávit fiscal e o resultado da venda de ativos têm sido utilizados para amortização do principal da dívida pública.

Neste item serão verificadas as contas nacionais. Para tanto, serão utilizados exclusivamente dados oficiais, extraídos da Secretaria do Tesouro Nacional (STN), do Ministério da Fazenda. Importantes conceitos sobre as contas públicas serão resumidos a seguir, tendo como base textos oficiais da SECRETARIA DO TESOURO NACIONAL (2.001). Basicamente existem duas formas de apresentação das contas nacionais. A primeira delas busca refletir as necessidades de financiamento do governo central. Essas contas são apresentadas sob o título de Resultado Primário do Governo Central. Nelas aplica-se o conceito de "mês de competência". A outra forma de apresentação se dá através da Execução Financeira do Tesouro Nacional, cuja metodologia de apresentação considera o regime de "fluxo de caixa". O BANCO CENTRAL (2.001b) também disponibiliza importantes dados através da NFSP - Necessidade de Financiamento do Setor Público, que refoge ao escopo deste trabalho. Assim, será dada maior ênfase aos dados referentes ao Resultado Primário, posto que eles permitem uma visão mais geral das contas nacionais. Por outro lado, é interessante que se tenha uma idéia dos gastos do governo central.

A STN levanta mensalmente o Resultado Primário do Tesouro, *op. cit.* O Resultado Primário é obtido pela diferença entre as receitas e os gastos do Tesouro, excluindo-se os totais despendidos com o pagamento dos juros nominais da dívida pública. Também não são computadas as receitas obtidas pela União, Estados e Municípios com alienações de ações de empresas estatais, ou seja, receitas advindas do programa de desestatização. As operações financeiras do Banco Central também não são computadas para a obtenção do Resultado Primário do Tesouro Nacional.



No governo de Fernando

O Resultado Primário Henrique Cardoso, o superávit primário tem sido destinado ao pagamento do serviço da dívida, com o objetivo de reduzir a dívida líquida. O Programa de Ajuste Fiscal acordado com o Fundo Monetário Internacional (FMI) pode ser obtido no MINISTÉRIO DA FAZENDA (2.001a).

Para apuração do Resultado Primário leva-se em conta a execução financeira da STN, o fluxo de caixa do INSS, as liberações do FAT (Fundo de Amparo ao Trabalhador) e a arrecadação da Receita Federal. A partir de 1.998, foi incorporado à Conta Única do Tesouro Nacional, a arrecadação própria e o pagamento dos benefícios pagos pelo INSS, *op. cit.*

Assim, a receita total é constituída pela soma das receitas do Tesouro e da Previdência Social. Compõem as receitas da Previdência Social as contribuições sociais pagas pelos trabalhadores e empresas vinculados ao Regime Geral da Previdência Social (RGPS) e aluguéis de imóveis do INSS. Essas receitas são líquidas das transferências a terceiros (SESI, SENAC, SENAI, FNDE, etc.) e restituições.

A receita do Tesouro é obtida a partir da subtração das restituições e incentivos da receita bruta. Por sua vez, a receita bruta é constituída pela receita dos tributos (impostos, contribuições sociais e taxas) e receitas parafiscais, tais como: resultados das concessões, dividendos relativos a participações acionárias em empresas estatais, arrendamento de bens públicos, salário-educação, tarifas, prestação de serviços, contribuições sobre a receita de loterias, alienação de ativos imobiliários e outras. Entre essas demais receitas, provoca particular interesse com vistas à este trabalho a PPE (Parcela de Preço Específica), recurso obtido com venda de combustíveis com o objetivo de amortizar a dívida da Conta-Petróleo do Tesouro junto a Petrobrás.

As restituições caracterizam-se pela devolução aos contribuintes dos impostos pagos a maior. Neste caso há um destaque especial para o Imposto de Renda - Pessoa Física. Os incentivos fiscais caracterizam-se por uma espécie de renúncia para que o contribuinte faça diretamente o que poderia, ou deveria, ser feito pelo governo. Atualmente, o principal incentivo fiscal é para o contribuinte pessoa jurídica, que pode aplicar até 40% do Imposto de Renda devido em fundos de investimento do Nordeste (FINOR), da Amazônia (FINAM) e do Espírito Santo (FUNRES).

Interessa a receita líquida do Tesouro, obtida pela subtração das transferências a Estados e Municípios da receita do Tesouro. As principais transferências são feitas pelo FPE - Fundo de Participação dos Estados (21,5% IR + 21,5% IPI), FPM - Fundo de Participação dos Municípios (22,5% IR + 22,5% IPI) e FPEx - Fundo de Compensação pela Exportação de Produtos Industrializados (10% IPI). Outras transferências são: ITR (50% para os municípios), IOF - ouro (30% Estados + 70% Municípios), Salário Educação (2/3 aos Estados), Fundef e Lei Complementar 87/96 ("Lei Kandir" - desoneração do

ICMS de produtos para exportação). Além dessas, existem as transferências voluntárias mediante Convênios específicos com Estados e Municípios.

Para este trabalho em particular, interessam, sobretudo, as transferências relativas ao pagamento de royalties pela exploração de petróleo e compensação financeira pelo uso de bem público.

Todas as transferências são executadas pela Secretaria do Tesouro Nacional.

Para obtenção do Resultado Primário é preciso computar a despesa total sob a ótica de caixa. Os gastos efetivos com despesas de investimentos e custeio são executados pelas unidades gestoras.

A despesa total é constituída pelas despesas com pessoal e encargos sociais, benefícios previdenciários, custeio geral e investimentos, incluindo a realização de políticas de governo. Inclui-se como política de governo as despesas do FAT com abono salarial e seguro desemprego aos trabalhadores da iniciativa privada, SINE e treinamento de trabalhadores. Nessa mesma classificação estão os subsídios e subvenções, tais como os gastos com equalizações e securitizações do setor agrícola e exportador, e despesas líquidas resultantes das operações de compra e venda de produtos agrícolas para regulação de preços. As despesas administrativas do Banco Central também estão inclusas nas despesas gerais.

As tabelas 1.4 e 1.5 mostram os resultados das contas nacionais, tanto pela ótica do Resultado Primário como pela da Execução Financeira. Esses resultados referem-se aos meses de setembro de 1.999 a setembro de 2.000.

Delas depreende-se que as receitas mensais do Tesouro situam-se em aproximadamente R\$ 19 bilhões/mês, sendo R\$ 14,5 bilhões em tributos e outras arrecadações de governo e R\$ 4,5 bilhões com receitas da Previdência Social. São transferidos aos Estados e Municípios cerca de R\$ 3 bilhões/mês. Os gastos com pessoal situam-se próximos a R\$ 4,5 bilhões/mês. O governo central tem cerca de 1,8 milhões de servidores ativos e inativos. Os benefícios previdenciários somam pouco mais de R\$ 5 bilhões/mês. Existem cerca de 19 milhões de brasileiros aposentados e pensionistas. As despesas com de custeio e capital ultimamente oscilam em torno de R\$ 4,5 bilhões.

As tabelas registram esses números em detalhes, mês a mês (STN, 2.001). Para melhor informação, as tabelas também mostram o Resultado Primário apurado pelo Banco Central, computado o pagamento de juros nominais.

Com respeito à execução financeira, merece ser observado que a emissão de títulos no mercado supera em muito a receita bruta do Tesouro. De outra parte, o resgate de títulos também supera a despesa total do governo. Numa síntese em termos de dinheiro, o "governo financeiro" com suas emissões e resgates de títulos supera o "governo físico", que cobra tributos e atende a população.

Nem de longe, este trabalho pretende tentar enxergar o "governo financeiro".



TABELA 1.4 - RESULTADO PRIMÁRIO DO GOVERNO CENTRAL (*)

R\$ milhões

	Set/1999	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set/2000
I. RECEITA TOTAL	18.117,6	17.114,7	17.257,3	23.061,3	18.499,9	17.148,9	20.203,3	19.110,1	19.313,6	18.198,5	18.588,7	20.774,8	18.851,6
I.1. Receitas do Tesouro	14.203,3	13.214,1	13.324,4	15.933,6	14.553,9	13.065,8	15.869,9	14.940,8	14.941,4	13.778,8	14.042,2	16.113,1	14.351,0
I.1.1 Receita Bruta	14.583,1	13.835,9	13.751,2	16.536,2	15.158,0	13.302,2	16.222,4	15.163,1	15.193,3	14.958,7	15.273,3	17.733,6	14.743,4
- Impostos	7.255,4	6.578,6	6.120,6	8.456,3	7.153,9	6.371,8	7.865,1	6.998,5	6.533,5	6.824,3	7.290,9	7.178,6	6.965,8
- Contribuições	6.087,3	5.928,1	6.700,4	6.479,4	6.877,9	6.050,7	7.136,7	6.255,2	6.338,7	6.503,5	6.402,0	6.679,6	6.598,9
- Demais	1.240,3	1.329,2	930,2	1.600,6	1.126,2	879,7	1.220,6	1.909,3	2.321,1	1.630,8	1.580,4	3.875,4	1.178,7
I.1.2. (-) Restituições	(333,2)	(563,6)	(370,2)	(542,5)	(532,6)	(108,2)	(246,8)	(135,7)	(179,0)	(1.127,2)	(1.143,6)	(1.508,0)	(327,5)
I.1.3. (-) Incentivos Fiscais	(46,6)	(58,2)	(56,6)	(60,1)	(71,4)	(128,2)	(105,7)	(86,7)	(72,9)	(52,6)	(87,6)	(112,6)	(64,9)
I.2. Receitas da Previdência Social	3.914,3	3.900,6	3.932,9	7.127,7	3.946,0	4.083,1	4.333,3	4.169,4	4.372,2	4.419,7	4.546,6	4.661,7	4.500,6
II. TRANSFERÊNCIAS A ESTADOS E MUNICÍPIOS	2.452,1	2.866,4	2.798,6	3.109,2	3.365,2	3.220,2	3.325,1	3.465,6	3.384,3	3.011,6	3.167,3	3.456,5	3.221,8
II.1. Transferências Constitucionais	2.002,7	2.383,7	2.277,0	2.496,0	2.708,4	2.542,5	2.735,4	2.860,1	2.732,5	2.252,1	2.142,5	2.385,8	2.404,4
II.2. Lei Complementar 87/96	297,8	294,2	286,4	294,0	278,4	271,8	255,0	259,5	292,6	274,0	272,7	551,6	481,3
II.3. Demais	151,6	188,5	235,2	319,3	378,4	405,8	334,7	335,9	359,2	485,5	750,2	519,1	336,2
III. RECEITA LÍQUIDA TOTAL (I-II)	15.665,5	14.248,3	14.458,7	19.952,2	15.134,7	13.928,7	16.878,2	15.654,5	15.929,3	15.186,9	15.421,4	17.318,3	15.629,8
IV. DESPESA TOTAL	12.182,6	12.889,5	13.157,2	21.705,9	13.622,4	12.411,9	12.831,5	11.678,0	12.978,8	13.661,2	15.004,3	14.074,7	14.233,5
IV.1. Pessoal e Encargos Sociais	3.663,1	3.884,6	4.012,5	5.944,5	5.409,7	4.285,0	4.199,4	4.063,1	4.196,7	4.490,3	5.116,7	4.178,0	4.222,1
IV.1.1. INSS	244,3	251,5	239,1	357,2	272,2	268,6	234,0	255,7	235,7	275,8	318,3	224,8	254,2
IV.1.2. Demais	3.418,8	3.633,1	3.773,4	5.587,3	5.137,5	4.016,4	3.965,4	3.807,4	3.961,0	4.214,5	4.798,4	3.953,2	3.967,9
IV.2. Benefícios Previdenciários	4.624,5	4.722,6	5.153,7	8.683,8	4.671,8	4.670,7	4.781,3	4.810,7	4.995,4	5.056,7	5.199,7	5.260,5	5.334,2
IV.3. Custeio e Capital	3.895,0	4.282,3	3.991,1	7.077,6	3.540,8	3.456,2	3.850,8	2.804,2	3.786,6	4.114,3	4.687,9	4.636,2	4.677,2
IV.3.1. Despesa do FAT	683,6	373,6	359,0	555,4	315,0	436,9	653,6	214,7	627,7	374,4	506,2	558,9	472,9
- Abono e Seguro Desemprego	529,4	274,8	294,3	501,5	291,6	390,8	361,5	158,5	604,5	337,6	462,0	502,1	437,0
- Demais Despesas do FAT	154,2	98,8	64,7	53,9	23,4	46,1	292,1	56,2	23,3	36,8	44,1	56,8	36,0
IV.3.2. Subsídios e Subvenções Econômicas	153,1	645,0	193,2	138,2	23,0	101,0	258,6	175,5	217,7	133,1	235,3	371,3	289,0
- Operações Oficiais de Crédito	101,6	548,6	147,1	91,2	22,8	48,3	183,3	91,4	118,4	63,1	150,7	336,6	214,2
- Subvenções aos Fundos Regionais	51,4	96,5	46,2	47,1	0,3	52,7	75,2	84,1	99,2	70,1	84,6	34,7	74,8
IV.3.3. Outras Despesas de Custeio e Capital	3.058,4	3.263,7	3.438,9	6.384,0	3.202,8	2.918,3	2.938,6	2.414,0	2.941,3	3.605,8	3.946,4	3.706,1	3.915,2
V. RESULTADO PRIMÁRIO GOVERNO FEDERAL (III - IV)	3.482,9	1.358,7	1.301,4	(1.753,8)	1.512,3	1.516,9	4.046,7	3.976,5	2.950,5	1.525,7	417,1	3.243,6	1.396,3
V.1. Tesouro Nacional	4.193,1	2.180,7	2.522,3	(197,6)	2.238,2	2.104,5	4.494,7	4.617,9	3.573,7	2.162,7	1.070,3	3.842,4	2.230,0
V.2. Previdência Social (RGPS) (1)	(710,2)	(822,0)	(1.220,8)	(1.556,1)	(725,8)	(587,6)	(448,0)	(641,4)	(623,2)	(637,0)	(653,1)	(598,8)	(833,7)
VI. RESULTADO PRIMÁRIO BANCO CENTRAL (2)	(47,1)	(67,3)	(63,3)	(106,5)	(43,1)	(61,8)	(49,4)	(40,9)	(68,4)	29,4	48,7	(7,3)	(48,2)
VII. RESULTADO PRIMÁRIO GOVERNO CENTRAL (V + VI)	3.435,8	1.291,4	1.238,1	(1.860,2)	1.469,2	1.455,1	3.997,3	3.935,6	2.882,1	1.555,0	465,8	3.236,3	1.348,1
VIII. DISCREPÂNCIA ESTATÍSTICA	168,0	(516,1)	(862,9)	514,4	(324,2)	926,6	954,7	(1.766,5)	306,6	240,6	(75,7)	1.435,6	nd
IX. RESULTADO PRIMÁRIO DO GOVERNO CENTRAL (3)	3.603,8	775,2	375,2	(1.345,8)	1.145,0	2.381,7	4.952,0	2.169,1	3.188,7	1.795,6	390,2	4.671,9	nd
X. JUROS NOMINAIS (3)	(1.290,6)	(6.442,3)	1.716,9	3.061,1	(2.885,8)	(3.362,4)	(2.936,8)	(6.919,4)	(6.548,5)	(3.286,1)	(2.682,2)	(5.949,5)	nd
XI. RESULTADO NOMINAL DO GOVERNO CENTRAL (3)	2.313,2	(5.667,1)	2.092,2	1.715,3	(1.740,7)	(980,7)	2.015,2	(4.750,3)	(3.359,7)	(1.490,4)	(2.292,1)	(1.277,6)	nd

(*) Dados revisados, sujeitos a alteração

(1) Receita de Contribuições menos Benefícios Previdenciários

(2) Despesas administrativas líquidas de receitas próprias

(3) Pelo critério "abaixo-da-linha". Fonte: Banco Central do Brasil

TABELA 1.5 - EXECUÇÃO FINANCEIRA DA SECRETARIA DO TESOURO NACIONAL (*)

R\$ milhões

	Set/1999	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set/2000
FLUXO FISCAL													
I. RECEITAS	14.122,9	13.156,2	13.052,5	19.264,4	12.006,0	13.320,1	15.764,9	14.673,0	14.484,2	14.582,1	12.811,0	14.981,3	14.353,1
I.1 - Recolhimento Bruto	13.485,2	12.116,4	12.531,6	18.432,7	11.203,4	12.773,3	15.135,8	13.553,4	13.873,5	13.758,6	11.907,9	13.906,3	13.625,6
I.2 - (-) Incentivos Fiscais	(46,6)	(58,2)	(56,6)	(60,1)	(71,4)	(128,2)	(105,7)	(86,7)	(72,9)	(52,6)	(87,6)	(112,6)	(72,9)
I.3 - Outras Operações Oficiais de Crédito	457,4	837,0	368,9	493,0	396,8	512,7	605,3	934,7	520,3	725,7	506,5	1.035,6	660,7
I.4 - Receita das Operações de Crédito	225,4	259,2	206,9	396,9	475,9	160,9	127,1	270,1	161,9	148,9	483,1	150,6	137,9
I.5 - Remuneração de Disponibilidades - BB	1,5	1,9	1,8	1,9	1,4	1,3	2,4	1,4	1,3	1,5	1,1	1,3	1,8
II. DESPESAS	11.873,1	13.901,7	12.742,4	16.815,9	12.061,0	12.652,5	13.488,6	14.769,4	14.539,9	15.903,7	15.231,7	17.419,2	13.663,3
II.1 - Liberações Vinculadas	2.948,5	3.506,3	3.389,2	3.638,4	4.180,8	3.884,5	3.402,5	3.282,1	5.384,1	3.579,6	3.450,1	4.049,6	3.902,6
II.1.1 - Transferências a Fundos Constitucionais	2.125,6	2.530,1	2.416,1	2.648,9	2.881,0	2.706,3	2.735,4	2.860,1	3.272,9	2.395,7	2.279,0	2.538,0	2.557,9
II.1.2 - Demais transferências a Estados e Municípios	31,7	72,4	52,3	38,3	155,5	216,9	132,4	130,3	147,0	266,0	148,9	291,3	155,6
II.1.3 - Transferência da Lei Complementar 87	293,0	283,9	281,3	287,8	276,8	271,8	254,8	259,3	292,4	274,0	274,4	551,4	481,0
II.1.4 - Outras Vinculações	498,2	619,8	639,4	663,4	867,4	689,4	279,9	32,4	1.671,9	643,9	747,7	668,8	708,1
II.2 - Liberações Ordinárias	8.924,7	10.395,4	9.353,3	13.177,5	7.880,2	8.768,0	10.086,1	11.487,3	9.155,8	12.324,1	11.781,6	13.369,6	9.760,6
II.2.1 - Pessoal e Encargos Sociais	3.934,9	3.716,6	4.107,7	6.003,7	5.663,3	4.264,3	4.034,5	3.988,8	4.194,9	5.193,9	4.781,8	4.218,7	4.302,1
II.2.2 - Encargos da Dívida Contratual	889,3	2.515,0	1.036,7	848,6	353,1	541,4	773,5	2.710,6	650,0	1.019,3	663,5	797,2	627,0
i) Dívida Contratual Interna	265,9	207,1	488,5	147,0	223,3	199,8	287,1	224,0	184,2	210,4	209,9	199,5	225,1
ii) Dívida Contratual Externa	623,4	2.307,9	548,1	701,6	129,8	341,6	486,4	2.486,6	465,9	808,8	453,6	597,8	401,9
II.2.3 - Encargos da DPMF - Mercado	584,6	1.122,2	446,9	722,3	467,3	1.333,0	2.684,5	2.263,6	1.597,4	2.019,6	2.416,2	4.817,7	1.559,4
II.2.4 - Custeio e Investimento	3.377,5	2.702,1	3.532,2	5.455,8	1.291,4	2.470,4	2.331,3	2.336,9	2.504,8	3.959,3	3.726,5	3.042,2	3.006,1
II.2.5 - Operações Oficiais de Crédito	138,2	339,5	229,7	147,1	105,0	158,9	262,3	187,3	208,7	132,1	193,7	493,8	266,0
II.2.6 - Restos a Pagar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
III. RESULTADO FINANCEIRO DO TESOURO (I - II)	2.249,8	(745,4)	310,1	2.448,5	(54,9)	667,6	2.276,4	(96,4)	(55,8)	(1.321,6)	(2.420,7)	(2.437,9)	689,8
FLUXO DE FINANCIAMENTO													
IV. RECEITAS	23.232,7	26.472,0	22.064,2	18.532,5	26.097,4	31.181,1	45.022,3	28.626,7	16.439,7	15.811,7	22.164,8	30.527,6	14.139,6
IV.1 - Emissão de Títulos - Mercado	21.813,7	26.085,6	15.801,7	17.767,5	23.890,0	29.469,9	41.571,0	25.578,7	16.087,6	14.097,9	17.586,4	23.875,6	12.370,3
IV.2 - Outras Operações de Crédito	1.419,0	386,4	6.252,5	765,0	2.207,3	1.711,3	3.451,3	3.048,0	352,1	1.713,9	4.578,4	6.652,0	1.769,2
V. DESPESAS	17.964,1	14.355,2	15.427,6	30.029,3	21.446,6	27.400,9	36.372,6	26.252,5	22.969,0	17.598,4	19.559,8	32.969,3	17.216,9
V.1 - Resgate de Títulos - Mercado	16.941,4	13.805,3	13.452,7	27.235,5	21.104,9	26.631,1	34.349,8	25.706,6	22.328,4	14.788,4	18.433,6	32.113,8	16.492,4
V.2 - Amortização da Dívida Contratual	1.012,8	481,1	1.743,9	2.564,7	341,7	769,7	2.022,8	545,9	640,6	2.810,0	1.126,2	855,5	724,5
V.2.1 - Dívida Interna	171,7	189,2	1.567,2	114,6	284,7	392,2	514,5	279,8	478,9	322,4	343,3	583,7	446,2
V.2.2 - Dívida Externa	841,0	291,9	176,7	2.450,1	57,0	377,5	1.508,2	266,1	161,7	2.487,6	782,9	271,8	278,3
V.3 - Aquisição de Garantias/Outras Liberações	-	68,8	231,1	229,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VI. ENDIVIDAMENTO MOBILIÁRIO INTERNO LÍQUIDO (IV.1 - V.1)	4.872,4	12.280,3	2.349,1	(9.468,0)	2.785,1	2.838,8	7.221,2	(127,9)	(6.240,8)	(690,6)	(847,2)	(8.238,1)	(4.122,1)
VII. RESULTADO RELACIONAMENTO TESOURO/BACEN	483,7	(2.179,6)	1.769,5	(37.372,6)	(3.617,4)	(11.138,2)	814,7	(3.866,9)	11.901,3	8.038,2	14.032,8	3.621,8	1.316,5
VIII. FLUXO DE CAIXA TOTAL (III + IV + V + VII)	8.012,1	9.191,8	8.706,2	(46.420,8)	978,5	(6.690,4)	11.740,8	(1.579,2)	5.316,2	4.929,9	14.217,0	(1.257,7)	(1.072,1)

(*) Dados retificados

Um motivo de permanente preocupação do governo Fernando Henrique Cardoso é a questão da previdência pública. No âmbito do governo federal existem cerca de 1.860.000 servidores, 1.240.000 servidores civis e pouco mais de 620.000 militares. O quadro abaixo sintetiza a distribuição entre ativos e inativos. Grosso modo, existe um servidor ativo para cada inativo ou pensionista.

	Civis	Militares	Total
inativo/pensionista	633.311	297.428	930.739
ativos	605.690	326.393	932.083
total	1.239.001	623.821	1.862.822

O gasto com inativos e pensionistas chega a R\$ 23,7 bilhões/ano, contra uma contribuição de cerca de R\$ 2,6 bilhões. Portanto, um rombo gigantesco ao redor de pouco mais de R\$ 21 bilhões. Na esteira dessa distorção diariamente são noticiados casos absurdos de todos os tipos de mazelas país afora. A tabela 1.6 detalha os gastos efetuados em setembro de 2.000, apenas como ilustração.

Tabela 1.6 - Distribuição do pessoal da União
PODER / SITUAÇÃO FUNCIONAL
SETEMBRO/2000

3.566	EXECUTIVO
<u>2.370</u>	<u>Civis</u>
1.235	ATIVO
795	INATIVO
340	PENSIONISTA
<u>1.008</u>	<u>Militares</u>
414	ATIVO
329	INATIVO
265	PENSIONISTA
188	TRANSF. A ESTADOS E DF
598	JUDICIÁRIO
475	ATIVO
104	INATIVO
19	PENSIONISTA
130	LEGISLATIVO
85	ATIVO
36	INATIVO
9	PENSIONISTA
4.105	SUBTOTAL (*)
2.209	ATIVO
1.264	INATIVO
632	PENSIONISTA
4293	TOTAL GLOBAL

Estima-se que no ano de 1.999, os Estados gastaram R\$ 19,7 bilhões com o pagamento de aposentadorias e pensões, contra uma contribuição de R\$ 3,1 bilhões, com déficit de R\$ 16,6 bilhões. Ao todo, seriam cerca de 3 milhões de beneficiários entre as esferas federal e estadual.

Por outro lado, o Regime Geral de Previdência Social atende cerca de 16,2 milhões de aposentados e pensionistas, para 26,6 milhões de contribuintes (relação de 1,64). A arrecadação em 1.999 chegou a R\$ 61,2 bilhões, gerando um rombo de R\$ 9,3 bilhões.

A sociedade civil brasileira tem dado seguidas demonstrações de crescente descontentamento com a terrível distorção entre as previdências do setor público e do setor privado.

1.4 Dívida Pública

Como já mencionado, foge do escopo deste trabalho qualquer análise rigorosa da questão da dívida pública. Todavia, algumas informações básicas precisam ser apontadas para um melhor entendimento da questão das necessidades de financiamento do setor público. Nada além do que qualquer cidadão brasileiro devesse saber.

Em agosto de 2.000, a dívida pública líquida situava-se num patamar de R\$ 500 bilhões, com um prazo médio de vencimento de 30 meses. De pronto, identifica-se o "governo financeiro" mencionado no item anterior. É como se a cada mês vencesse uma parcela de R\$ 17 bilhões. Pequena parte é saldada e o restante é refinanciado, através de operações de emissões e resgates de títulos. Além disso, há incidência de juros sobre o montante da dívida.

Basicamente existem três componentes da dívida: financiamento do déficit orçamentário acumulado, realização de operações específicas definidas em lei e operacionalização de política monetária, segundo a SECRETARIA DO TESOURO NACIONAL (2.001).

A maior componente da dívida é o financiamento do estoque de déficit orçamentário conseqüente do desequilíbrio fiscal. É a chamada dívida pública mobiliária (DPM) e ocorre nos três níveis da administração (federal, estadual e municipal). A política monetária é operacionalizada pelo Banco Central do Brasil. As operações especiais tratam da securitização de dívida; renegociação com Estados e Municípios com assunção pela União de parte de suas dívidas mobiliárias e do PROES (Programa de Redução da Presença do Setor Público na Atividade de Financeira Bancária); emissões para a reforma agrária, dívida agrícola e programas de apoio às exportações. Essas últimas emissões são especiais, portanto, não competitivas.

A dívida pública mobiliária é financiada através de emissões e resgates de títulos sob a responsabilidade do Tesouro Nacional. Alguns desses títulos são

ofertados ao mercado com frequência semanal. Essas ofertas se dão através de leilões e, por isso, caracterizam o que se costuma denominar de dívida competitiva. Diversos são os títulos; entre eles, os mais importantes são as Letras Financeiras do Tesouro (LFT), Letras do Tesouro Nacional (LNT) e Notas do Tesouro Nacional (NTN), *op. cit.*

Apenas como exemplo, posto que alterações são diárias, em agosto de 2.000, existiam saldos de títulos públicos emitidos sob a responsabilidade do Tesouro Nacional mostrados na tabela 1.7, BANCO CENTRAL DO BRASIL (2.000,a).

Naturalmente esses títulos são indexados a índices de correção aceitos pelo mercado. A tabela 1.8 mostra a participação da indexação dos títulos federais em agosto de 2.000. Observa-se a preponderância da taxa *Over/Selic*, câmbio e o pré-fixado.

Tabela 1.7 - Saldo da dívida pública (agosto/2.000)

Título	Saldo [R\$ bilhões]
LFT	338,6
LTN	112,5
NTN	52,0
CTN/CFT	14,0
Outros	30,8
TOTAL	547,9

Crédito securitizado, TDA, CDP, Dívida Agrícola

Tabela 1.8 - Indexação da dívida pública (agosto/2.000)

Indexador	% da dívida
<i>Over/Selic</i>	53,6
Câmbio	20,7
TR	4,9
Pré-fixado	15,0
IGP-DI	4,4
IGP-M	1,2
TJLP	0,1

Nem todos os títulos emitidos pelo Tesouro Nacional estão no mercado. Parte deles encontra-se na carteira do Banco Central, não sendo computados no cálculo da dívida líquida.

Relatórios do Banco Central (2.000,b) mostram que a dívida pública líquida em agosto de 2.000 totalizava R\$ 544,17 bilhões, sendo R\$ 437,94 de dívida interna e R\$ 106,23 bilhões externa. Esse montante representa cerca de 44,7 % do PIB nacional. A dívida interna é cerca de 4 vezes a dívida externa.

Após as renegociações de 1.997 entre a União e Estados e Municípios, a repartição da dívida pública entre os diferentes níveis da administração ficou como mostrado na tabela 1.9 (agosto de 2.000).

Tabela 1.9 - Perfil da dívida (agosto/2.000)

NÍVEL	Div. Liq. [R\$ bilhões]
INTERNA	437,94
Gov.Fed. e BACEN	248,94
Gov. Estaduais	149,67
Gov. Municipais	24,94
Estatais	14,39
EXTERNA	106,23
Gov.Fed. e BACEN	81,95
Gov. Estaduais	8,74
Gov. Municipais	1,25
Estatais	14,29
TOTAL	544,17

Como mostrado na tabela de execução financeira da Secretaria do Tesouro Nacional, somente o governo federal pagou, entre setembro de 1.999 e agosto de 2.000, cerca de R\$ 20,5 bilhões com encargos da dívida pública mobiliária. Além disso, outros R\$ 12,8 bilhões foram gastos com encargos da dívida contratual interna e externa. A tabela 1.10 mostra o quadro detalhado da dívida líquida do setor público brasileiro, de acordo com o BANCO CENTRAL DO BRASIL (2.000,a).

Do boletim do BCEN depreende-se que a dívida líquida em agosto de 2.000 situava-se em torno de R\$ 500 bilhões. A diferença entre os R\$ 544,17 bilhões apontados acima deve-se ao chamado ajuste patrimonial, ou seja, a inclusão das receitas de privatização e a incorporação de passivos contingentes.

Para aqueles interessados no assunto e que não são do "ramo", torna-se indispensável a leitura da publicação do BANCO CENTRAL DO BRASIL (2.000,b) intitulada " Dívida Líquida e Necessidade de Financiamento do Setor Público".

Tabela 1.10 - Dívida líquida do setor público

R\$ milhões

Discriminação	1998*		1999*		2000*					
	Dezembro		Dezembro		Junho		Julho		Agosto	
	Saldos	% PIB	Saldos	% PIB	Saldos	% PIB	Saldos	% PIB	Saldos	% PIB
Dívida fiscal líquida sem privatiza										
Com desvalorização cambial	379 917	41,7	476 074	43,2	492 311	42,2	496 458	41,6	500 897	41,2
Sem desvalorização cambial	375 656	41,3	431 940	39,2	447 399	38,3	453 001	37,9	454 637	37,4
Ajuste privatização (base: dez/19	- 30 650	- 3,4	- 39 623	- 3,6	- 40 336	- 3,5	- 40 545	- 3,4	- 49 473	- 4,1
Dívida fiscal líquida com privatização (C=A-B)										
Com desvalorização cambial	349 266	38,4	436 451	39,6	451 975	38,7	455 913	38,2	451 424	37,1
Sem desvalorização cambial	345 004	37,9	392 314	35,6	407 060	34,9	412 453	34,5	405 161	33,3
Ajuste patrimonial - outros (base: dez/1995) (B)										
Com desvalorização cambial	36 603	4,0	80 128	7,3	90 351	7,7	89 020	7,5	92 750	7,6
Sem desvalorização cambial	40 866	4,5	124 264	11,3	135 266	11,6	132 480	11,1	139 013	11,4
Dívida líquida total (A)	385 870	42,4	516 579	46,8	542 326	46,5	544 933	45,6	544 174	44,7
Governo federal e Bacen	231 268	25,4	316 222	28,7	334 277	28,6	335 626	28,1	330 882	27,2
Governos estaduais	113 160	12,4	147 935	13,4	152 868	13,1	153 974	12,9	158 418	13,0
Governos municipais	17 745	1,9	22 851	2,1	25 165	2,2	25 674	2,1	26 191	2,2
Empresas estatais	23 697	2,6	29 571	2,7	30 016	2,6	29 660	2,5	28 683	2,4
Federais	4 570	0,5	4 546	0,4	2 757	0,2	2 516	0,2	1 101	0,1
Estaduais	17 836	2,0	23 341	2,1	24 839	2,1	24 655	2,1	25 039	2,1
Municipais	1 291	0,1	1 684	0,2	2 420	0,2	2 488	0,2	2 543	0,2

Dívida interna líquida	328 693	36,1	407 810	37,0	431 606	37,0	436 331	36,5	437 940	36,0
Governo federal e Bacen	192 455	21,1	233 058	21,1	249 556	20,9	251 464	20,7	248 937	20,5
Títulos públicos federais	322 624	35,4	414 367	37,6	470 869	39,4	472 318	38,8	476 356	39,2
Dívida bancária líquida	- 19 486	- 2,1	- 31 352	- 2,8	- 32 838	- 2,7	- 32 684	- 2,7	- 32 419	- 2,7
Arrecadação a recolher	- 1 522	- 0,2	- 1 826	- 0,2	- 2 297	- 0,2	- 3 584	- 0,3	- 2 624	- 0,2
Aviso MF-30	- 6 084	- 0,7	- 8 320	- 0,8	- 7 590	- 0,6	- 7 428	- 0,6	- 7 593	- 0,6
Moedas de privatização	27 540	3,0	33 431	3,0	34 634	2,9	35 034	2,9	30 813	2,5
Recursos do FAT	- 27 879	- 3,1	- 33 405	- 3,0	- 37 024	- 3,1	- 38 045	- 3,1	- 39 790	- 3,3
Base monetária	39 223	4,3	48 430	4,4	32 316	2,7	36 452	3,0	39 122	3,2
Outros depósitos no Bacen	19 401	2,1	15 182	1,4	15 096	1,3	15 389	1,3	15 611	1,3
Créditos do Bacen às inst. finan	- 48 490	- 5,3	- 40 813	- 3,7	- 37 601	- 3,1	- 37 601	- 3,1	- 37 601	- 3,1
Renegociação (Lei nº 8.727/1995)	- 3 849	- 0,4	- 4 851	- 0,4	- 4 524	- 0,4	- 4 561	- 0,4	- 4 605	- 0,4
Carteira de fundos1/	- 13 984	- 1,5	- 16 018	- 1,5	- 19 060	- 1,6	- 19 199	- 1,6	- 19 360	- 1,6
Demais contas do Bacen	- 7 711	- 0,8	- 9 559	- 0,9	- 11 249	- 0,9	- 11 539	- 0,9	- 11 525	- 0,9
Previdência social	- 715	- 0,1	- 668	- 0,1	- 682	- 0,1	- 662	- 0,1	- 662	- 0,1
Renegociação (Lei nº 9.496/1997)	- 86 612	- 9,5	- 131 540	- 11,9	- 150 493	- 12,6	- 152 427	- 12,5	- 156 787	- 12,9
Governos estaduais	107 673	11,8	139 400	12,6	144 242	12,1	145 517	12,0	149 675	12,3
Dívida mobiliária líquida2/	11 827	1,3	1 808	0,2	1 594	0,1	1 615	0,1	1 638	0,1
Dívida bancária5/	- 398	0,0	- 3 441	- 0,3	- 17 989	- 1,5	- 18 501	- 1,5	- 18 294	- 1,5
Arrecadação a recolher	- 132	0,0	- 218	0,0	- 216	0,0	- 213	0,0	- 355	0,0
Depósitos à vista	- 1 778	- 0,2	- 1 223	- 0,1	- 1 070	- 0,1	- 1 019	- 0,1	- 1 051	- 0,1
Aviso MF-30	2 409	0,3	3 244	0,3	3 063	0,3	2 988	0,2	3 047	0,3
Renegociação (Lei nº 9.496/1997)	86 612	9,5	127 653	11,6	133 688	11,2	135 379	11,1	139 345	11,5
Renegociação (Lei nº 8.727/1995)	9 132	1,0	11 577	1,0	25 171	2,1	25 268	2,1	25 345	2,1

(continua)



(continuação)

R\$ milhões

Discriminação	1998*		1999*		2000*					
	Dezembro		Dezembro		Junho		Julho		Agosto	
	Saldos	% PIB	Saldos	% PIB	Saldos	% PIB	Saldos	% PIB	Saldos	% PIB
Governos municipais	17 084	1,9	21 984	2,0	24 208	2,1	24 471	2,0	24 937	2,0
Dívida mobiliária líquida2/	10 381	1,1	10 510	1,0	453	0,0	459	0,0	466	0,0
Renegociação com municípios	-	-	3 887	0,4	16 805	1,4	17 048	1,4	17 442	1,4
Dívida bancária	6 610	0,7	7 010	0,6	5 121	0,4	5 070	0,4	5 054	0,4
Arrecadação a recolher	- 37	0,0	- 55	0,0	- 64	0,0	- 69	0,0	- 66	0,0
Depósitos à vista	- 1 556	-0,2	- 1 574	-0,1	- 1 504	-0,1	- 1 414	-0,1	- 1 352	-0,1
Aviso MF-30	622	0,1	850	0,1	783	0,1	766	0,1	785	0,1
Renegociação (Lei nº 8.727/19	1 064	0,1	1 355	0,1	2 615	0,2	2 611	0,2	2 609	0,2
Empresas estatais	11 481	1,3	13 369	1,2	13 599	1,2	14 879	1,2	14 391	1,2
Federais	- 3 195	-0,4	- 4 723	-0,4	- 6 732	-0,6	- 6 616	-0,6	- 7 393	-0,6
Dívida bancária	8 811	1,0	9 935	0,9	12 131	1,0	12 197	1,0	11 875	1,0
Depósitos à vista	- 507	-0,1	- 241	0,0	- 261	0,0	- 228	0,0	- 274	0,0
Dívida com empreiteiros e for	373	0,0	496	0,0	317	0,0	326	0,0	339	0,0
Debêntures	298	0,0	505	0,0	543	0,0	547	0,0	549	0,0
Carteira de tit. púb. das emp.	- 12 169	-1,3	- 15 417	-1,4	- 18 298	-1,6	- 18 281	-1,5	- 18 683	-1,5
Renegociação (Lei nº 8.727/1	- 1 164	-0,1	- 1 178	-0,1	- 1 199	-0,1
Estaduais	13 389	1,5	16 413	1,5	17 916	1,5	19 012	1,6	19 247	1,6
Dívida bancária5/	7 287	0,8	8 271	0,7	3 250	0,3	4 437	0,4	4 455	0,4
Depósitos à vista	- 270	0,0	- 234	0,0	- 228	0,0	- 217	0,0	- 250	0,0
Carteira de tit. púb. das emp.	- 412	0,0	- 598	-0,1	- 641	-0,1	- 672	-0,1	- 540	0,0
Renegociação (Lei nº 8.727/1	3 044	0,3	4 214	0,4	3 733	0,3	3 662	0,3	3 751	0,3
Aviso MF-30	3 739	0,4	4 760	0,4	11 802	1,0	11 802	1,0	11 831	1,0

Municipais	1 287	0,1	1 678	0,2	2 415	0,2	2 482	0,2	2 537	0,2
Dívida bancária	1 299	0,1	1 700	0,2	10	0,0	78	0,0	126	0,0
Depósitos à vista	- 20	0,0	- 33	0,0	- 37	0,0	- 41	0,0	- 47	0,0
Aviso MF-30	9	0,0	12	0,0	11	0,0	11	0,0	11	0,0
Renegociação (Lei nº 8.727/1	2 431	0,2	2 434	0,2	2 447	0,2
Dívida externa líquida	57 177	6,3	108 769	9,9	110 721	9,5	108 603	9,1	106 234	8,7
Governo federal e Bacen ^{3/}	38 812	4,3	83 164	7,5	84 721	7,3	84 162	7,0	81 946	6,7
Governos estaduais	5 487	0,6	8 535	0,8	8 625	0,7	8 457	0,7	8 743	0,7
Governos municipais	661	0,1	867	0,1	957	0,1	1 203	0,1	1 254	0,1
Empresas estatais	12 216	1,3	16 203	1,5	16 417	1,4	14 781	1,2	14 292	1,2
Federais	7 765	0,9	9 269	0,8	9 489	0,8	9 133	0,8	8 494	0,7
Estaduais	4 447	0,5	6 929	0,6	6 923	0,6	5 643	0,5	5 792	0,5
Municipais	4	0,0	5	0,0	5	0,0	5	0,0	5	0,0
PIB ^{4/}	910 598		1 103 282		1 167 122		1 194 532		1 216 556	
FMI - Trajetória básica										
Dívida líquida total	-	-	509 289	51,0	547 665	51,9	552 557	46,7	543 710	46,2

1/ Inclui fundos constitucionais (a partir de junho de 1997).

2/ Dívida mobiliária emitida menos títulos em tesouraria.

3/ Líquida de reservas internacionais.

4/ PIB dos últimos 12 meses a preços do mês assinalado. Deflator IGP-DI centrado (média geométrica das variações do IGP-DI no mês e no mês seguinte).

5/ Inclui debêntures desde julho/1999.

2 BREVE HISTÓRICO

2.1 O Setor elétrico antes das reformas

Para compreender com clareza a estrutura do setor de energia no Brasil antes das reformas iniciadas no governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso assim como a necessidade destas, existe uma profusão de textos disponíveis da mais alta qualidade. Para se ter uma visão geral, três livros são mais que suficientes, começando por Antonio Dias Leite, Ministro das Minas e Energia dos Governos dos Presidentes Costa e Silva e Emílio Médici, "A Energia no Brasil" (1.997). O segundo livro indicado é: "Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro - Inovações Financeiras e Novo Modo de Organização Industrial", organizado por Adilson de Oliveira e Helder Queiroz Pinto Júnior (1.998). O terceiro livro, de autoria do Ministro da Fazenda do Governo do Presidente José Sarney, Mailson da Nóbrega - "O Brasil em Transformação" (2.000). Os autores dispensam apresentações. A seguir apresenta-se uma modesta e apertadíssima síntese.

Após o advento da República (1.889), o papel do Estado na economia passou por três modelos distintos, muito bem caracterizados no tempo. Na República Velha, o Estado tinha reduzida participação na economia, posto que era adotado um modelo de liberalismo clássico. Mailson da Nóbrega cita como uma das maiores intervenções do Estado o crédito subsidiado aos cafeicultores, tendo como auge o Convênio de Taubaté, assinado pelos governadores dos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, em 26 de fevereiro de 1.906, sob a presidência de Rodrigues Alves. A partir deste Convênio, a União, com folga cambial obtida pelas exportações de borracha e cacau, pôde estimular a industrialização e, em consequência, ampliar o fluxo imigratório. Então já se estava no Governo de Afonso Pena, (Caldeira *et al*, 1.997).

Em 1º de novembro de 1.930, Getúlio Vargas chega ao Rio de Janeiro, pondo fim a Revolução de 30 e a República Velha. Foi um movimento iniciado com o tenentismo de 22 e deflagrado com a crise econômica mundial de 1.929. A partir daí, até o fim da década de 70, o Estado passa a intervir na economia. Segundo Mailson da Nóbrega (2.000) três fatores impulsionaram a intervenção do Estado:

- 1 - a necessidade de enfrentar os efeitos da depressão mundial, especialmente na cultura cafeeira;
- 2 - exemplos internacionais da época - New Deal nos Estados Unidos, nazismo, fascismo e comunismo na Europa, todos baseados em maior ou menor grau, na intervenção do Estado na economia;
- 3 - as demandas da sociedade por intervenção estatal(...) queriam um Estado capaz de liderar o desenvolvimento(...)

Nesse período, o Brasil deixou de ter uma economia baseada essencialmente na agricultura. Houve um vigoroso processo de industrialização, acentuado a partir do Governo do Presidente Juscelino Kubitschek. A industrialização nos governos militares foi pautada por uma política consistente de substituição de importações. Ao final da década de 70, o Estado, através de empresas estatais, dominava diversos setores econômicos, como por exemplo: siderurgia (SIDERBRÁS), energia elétrica (ELETROBRÁS), petróleo (PETROBRÁS), telecomunicações (TELEBRÁS), transporte ferroviário (RFFSA), mineração (CVRD), sistema financeiro (BANCO DO BRASIL, CEF, BNDES), além de outros segmentos, como o petroquímico, por exemplo. Atrás disso houve uma profunda transformação da sociedade brasileira: vertiginosa urbanização, surgimento da classe média, interiorização do desenvolvimento, etc.. Toda essa política de Getúlio, JK e militares levou o Brasil à décima posição mundial em termos de produto interno bruto (PIB). A população brasileira saltou de 17 milhões para 170 milhões ao longo do século XX. No início do século, o PIB norte-americano era cerca de 60 vezes superior ao PIB brasileiro. Ao final da década de 70, essa vantagem era de cerca de 12 vezes, (Leite, 1.997).

A energia elétrica já estava presente de forma incipiente no Brasil desde de o fim do Império. Em 1.899, impulsionada pela riqueza produzida pelo café, foi implantada em São Paulo a "The São Paulo Railway, Light and Power Company Ltd.", empresa de capital canadense com concessão para geração, transmissão, distribuição e tração elétrica. Era a "Light - São Paulo". Na esteira dela, em 9 de junho de 1.904, um grupo canadense associado com norte-americanos, criava a "The Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Company Ltd.", autorizada a funcionar no Brasil a partir de 30 de maio de 1.905. A "Light - Rio" surgiu no Governo de Rodrigues Alves. Ambas encamparam diversas pequenas empresas existentes nas três primeiras décadas do século XX. As "Lights" foram unificadas em 1.912, em Toronto, com a constituição da holding "Brazilian Traction", *ibid*.

O setor elétrico brasileiro na República Velha tinha um modelo muito parecido com o norte-americano. Havia uma constelação de empresas privadas atuando, cada qual, em áreas restritas. Tecnicamente, este modelo era muito próximo ao que ainda ocorre hoje nos sistemas isolados da região norte do país.

As empresas dispunham de uma, ou algumas, fontes de energia, geralmente pequenas hidrelétricas próximas aos centros de consumo. Existiam também algumas centrais termelétricas a base de motores diesel ou turbinas a vapor tendo a lenha como fonte primária de energia e, eventualmente, o carvão.

Magalhães (2.000) cita o extraordinário crescimento da energia elétrica no Brasil tendo como base o Censo de 1.920. Existiam 306 empresas de energia elétrica no Brasil e 343 usinas elétricas que totalizavam 106.000 hp de potência de origem térmica e 370.000 hp de origem hidráulica. No Estado de São Paulo eram 66 as empresas e dispunham de 78 usinas. O maior surto de concessões

neste Estado ocorreu entre os anos de 1.912 e 1.913. Em 1.930 existiam cerca de 1.000 empresas no Brasil, a maioria pequenas e isoladas. Em 1.940, cerca de 1.600 (Leite, 1.997).

A título de exemplo, a cidade de Guaratinguetá teve sua própria empresa de eletricidade. Era denominada Companhia de Luz e Força de Guaratinguetá, fundada e presidida pelo Comendador Antonio Rodrigues Alves, irmão do Conselheiro Francisco de Paula Rodrigues Alves, Presidente da República. O principal investidor dessa empresa era o Grupo Guinle, proprietário da Companhia Docas de Santos, (Magalhães, 2.000; Junior, 1.962 e Coelho, 1.982). A geração era feita na Usina do Piagüi (hoje Pilões). Esta Usina foi projetada em 1.910 pela firma norte-americana "The Pelton Water Whell Co.". A parte civil foi projetada pelo escritório técnico da Guinle & Co, sediada no Rio de Janeiro. As turbinas eram da Voith, os geradores da Westinghouse, os transformadores da General Electric e os pára-raios da Siemens (Magalhães, 2.000). Em 1.915, ela já estava em plena operação. Por outro lado, a família Rodrigues Alves era associada com Elói Chaves na Central Elétrica de Rio Claro S.A., que atuava em Rio Claro, Limeira, Araras e Cordeirópolis.

As empresas, tal como ocorre nos sistemas isolados de hoje, eram responsáveis pela geração e distribuição. Não havia qualquer padronização. Nas primeiras décadas deste século podiam ser encontrados sistemas com frequências de 40, 50, 55 e 60 Hz, por exemplo. O mesmo ocorria com os níveis de tensão. Cada empresa tinha sua própria metodologia de tarifação e praticava o preço que bem entendesse.

Com o tempo começaram os processos de encampações e fusões, levando à redução do número de empresas atuantes no setor. A "The São Paulo Railway, Light and Power Ltd." - "Light São Paulo", adquiriu a Companhia de Luz e Força de Guaratinguetá em 1.928 (Eletropaulo, 1.999), logo após a morte do Comendador Rodrigues Alves. Neste mesmo ano, a "Light São Paulo" já atuava em Jundiaí, Sorocaba, Itu e Santos.

À semelhança do que ocorria nos EUA, começava um processo de padronização e uma incipiente interligação dos sistemas antes isolados (Oliveira & Queiroz, 1.998). Por outro lado, novas empresas iam surgindo com a expansão da ocupação do oeste paulista. Vale registrar a entrada de outro grande conglomerado norte-americano em 1.927. Tratava-se da "American & Foreign Power Co." (Amforp) que acabou por encampar, entre outras, a Companhia Paulista de Força e Luz, (Leite, 1.997 e Magalhães, 2.000). Logo a Amforp também detinha as concessões do Recife, Salvador, Belo Horizonte, Curitiba, Porto Alegre, Niterói, Vitória, Natal e Maceió.

A expansão era fenomenal e se repetia por todo o Brasil.

Ao final do século XIX, a energia elétrica era destinada, sobretudo, para fins de iluminação pública e residencial. Já no início do século XX começou a ser

aplicada como fonte de força motriz no incipiente processo de industrialização de São Paulo. O motor de indução trifásico havia sido inventado cerca de 10 anos antes.

Em 1.922, surge o imposto sobre consumo de energia elétrica pela Emenda nº 15 ao projeto de receita da República (Magalhães, 2.000).

O papel do Estado como regulador era inexistente. Havia apenas Lei nº 1.145, de 1.903, regulamentada pelo Decreto nº 5.407, de 1.904, que autorizava o aproveitamento de força hidráulica em concessões para transformação em energia elétrica de uso geral. Valiam muito mais os contratos de concessão.

Na obra de Magalhães (2.000), anota-se a seguinte passagem:

Os mecanismos de poder da Primeira República, oligárquicos e excludentes da maioria do povo, foram de encontro aos interesses da principal força do setor elétrico, a Light.

Talvez por isso pouco coisa tenha mudado logo após a Revolução de 30. Em 1.930, a Light era responsável por 40% da capacidade instalada brasileira, (Leite, 1.997).

Em 1.933, o governo provisório extingue a "cláusula ouro", dispositivo dos contratos de concessão que permitiam correção mensal das tarifas de energia elétrica. Metade do valor da tarifa era atrelada ao ouro, convertido pela cotação média do mês, *ibid.*

Apenas em 1.934 surge o Código de Águas e Energia Elétrica, Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1.934, que permite ao Estado uma maior intervenção no setor pela via da regulamentação e fiscalização através do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (criado em 1.939), rompendo com o pleno liberalismo herdado da República Velha. Por coincidência, o governo de Roosevelt, em 1.935, época da chamada Grande Depressão, editava a PUHCA - Public Utility Holding Company Act, que estabelecia limites para grandes monopólios privados, particularmente para os monopólios das concessionárias de energia elétrica (Oliveira & Queiroz, 1.998).

A expansão do setor foi limitada no período da Grande Depressão da economia mundial. Entretanto, continuou o processo de padronização. Poucas mudanças ocorreram até o fim da 2ª Guerra. Em verdade, registrou-se uma deterioração dos serviços de eletricidade atribuída à dificuldade de importação de equipamentos devido a guerra e a intervenção estatal (Código de Águas, fim da "cláusula ouro", congelamento das tarifas e inflação crônica). A "Light" ainda detinha cerca de 45% da capacidade instalada, enquanto a "Amforp" era responsável por outros 14% (Leite, 1.997).

Com a criação da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) em Volta Redonda, o país lançou as bases de um vertiginoso crescimento industrial com forte presença estatal. Houve notável espaço para isso devido ao período de recuperação da Europa e Japão em consequência da guerra. A necessidade de

energia elétrica expandia-se contínua e dramaticamente. Os investidores internacionais, especialmente norte-americanos, comprometidos com o processo de reconstrução europeu e japonês e, além disso, temerosos das ondas nacionalistas ficaram retraídos. O Estado, com algum capital amealhado durante a guerra, passa a investir setor. De meados da década de 40 até meados da década de 70, as crises de suprimento de energia elétrica e, até mesmo, racionamentos, eram recorrentes.

Em 1.948, com a construção da Usina de Paulo Afonso pelo governo federal, foi consolidada a CHESF - Companhia Hidroelétrica do São Francisco, constituída em 1.945. Em 1.957, com auxílio da iniciativa privada, o governo federal, sob a presidência de JK, cria FURNAS Centrais Elétricas S.A., para a construção da maior usina hidrelétrica da época: Usina de Furnas (1.216 MW). Ao longo da década de 50, vários governos estaduais engajaram-se nesta empreitada. A CEMIG foi criada em 1.952 e absorveu a Usina de Gafanhoto, construída pelo governo mineiro em 1.946. A COPEL foi criada em 1.954. O governo de São Paulo acabou por constituir a CESP em 1.966, empresa de economia mista resultante da incorporação de várias usinas hidrelétricas construídas na década de 50, entre elas a Central Elétrica de Urubúpunga e as Usinas Hidrelétricas do Paranapanema.

Ao final da década de 50 começava a consolidação das bases do setor elétrico brasileiro que vigorariam pelos próximos 40 anos. Geração de energia através de grandes usinas hidrelétricas, aproveitando o extraordinário potencial hidráulico brasileiro devido às grandes bacias hidrográficas, próprias de um país de dimensões continentais. Grandes linhas de transmissão para escoar essa energia até os centros consumidores. Grande parte da população brasileira era distribuída numa faixa de 100 km a partir da costa em direção ao interior. O governo federal, juntamente com alguns poucos estados (SP, MG e PR) responsabilizavam-se pelas grandes obras de geração e transmissão. Ficavam por conta dos governos estaduais a distribuição dessa energia, além da construção de pequenas usinas. Ano após ano minguava a influência da "Light" e da "Amforp", que ainda eram responsáveis pela distribuição dos maiores mercados consumidores, isto é, São Paulo, Rio de Janeiro, Recife, Salvador e Porto Alegre. Ganhava corpo a ocupação do interior brasileiro. Paralelamente a engenharia nacional desenvolvia-se à altura do desafio que se apresentava, com destaques para a Escola Politécnica da USP e a Escola Federal de Engenharia de Itajubá.

Em 1.954, foi criado o Fundo Nacional de Eletrificação para atendimento do Plano Nacional de Eletrificação, capitalizado com os recursos arrecadados através do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE). O gerenciamento financeiro era feito pelo o BNDE que se obrigava a repassar cotas para Estados e Municípios com projetos específicos de eletrificação (Leite, 1.997). Em 1.957, durante o governo de JK, foi editado o Decreto nº 40.019/57, que cuidava do



Regulamento Geral dos Serviços de Eletricidade. Entre outros importantes temas, este Decreto visava a efetiva implantação de uma política tarifária sob regime do serviço pelo custo, acrescido de 10% de remuneração do capital investido, tendo em conta a correção monetária devido à inflação.

Em 25 de abril de 1.961, era criada a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. -ELETROBRÁS - pela Lei 3.890-A, logo após a criação do Ministério das Minas e Energia, em 1.960. Foram incorporados os ativos da CHESF, FURNAS, Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba e a Termelétrica de Charqueadas, representando uma capacidade de geração de 5.800 MW (Eletrobrás, 1.999). Também coube à ELETROBRÁS o gerenciamento do Fundo Nacional de Eletrificação. Começava a preparação para a interligação dos sistemas elétricos. A ELETROBRÁS passou a deter a maioria dos ativos de geração e transmissão do país, situação que se mantém até hoje. Em 1.968 foi criada a ELETROSUL e em 1.973, a ELETRONORTE.

Após negociações efetuadas em 1.963, no governo de João Goulart, a nacionalização da "Amforp" foi efetivada através de sua aquisição pela Eletrobrás. Em seguida, a União foi transferindo paulatinamente os ativos de distribuição aos Estados (Leite, 1.997). A "Light" viria a ser nacionalizada em 1.979, cerca de dez anos antes do fim natural das concessões. Em 1.963, a "Light" detinha cerca de 38% da capacidade instalada brasileira. A "Amforp" apenas 8%.

As atividades de geração de grande porte e transmissão ficaram por conta da ELETROSUL na região Sul, ELETRONORTE na região Norte, CHESF na região Nordeste e FURNAS na região SUDESTE. Empresas estaduais de economia mista como CESP, CEMIG e COPEL também atuavam pesadamente em geração e transmissão, além do exercício das atividades de distribuição. Tratam-se de empresas inteiramente verticalizadas. Os demais estados da federação constituíram empresas mistas voltadas quase que exclusivamente à distribuição, supridas quase sempre pelas grandes companhias federais vinculadas à holding ELETROBRÁS, exemplo: CELESC (SC), CPFL (SP), CERJ (RJ), ESCELSA (ES), COELBA (BA), CELPE (PE), ENERSUL (MS), CEMAT (MT), CELG (GO), CELPA (PA), COELCE (CE), COSERN (RN), CEEE (RS), CEMAR (MA) e outras. Algumas pequenas empresas privadas de capital nacional continuaram operando em regiões restritas. A figura 2.1 ilustra a forma de organização do setor.

A ELETROBRÁS, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, ficou responsável pela coordenação técnica, administrativa e financeira do setor elétrico brasileiro, caracterizando uma fenomenal centralização. Entre outras atividades, cabia a ela a operação e coordenação de todo o sistema, planejamento, definições de engenharia, financiamento e até pesquisa tecnológica.



O Estado "regulamentava" e "fiscalizava" as atividades do setor através do DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, entidade vinculada ao Ministério das Minas e Energia.

Desde o pós-guerra, em todo o mundo, a indústria de suprimento de energia elétrica (ISE) atravessou um período denominado por Oliveira & Queiroz (1.998) de "círculo virtuoso", magistralmente descrito por ele. O Brasil não foi exceção.

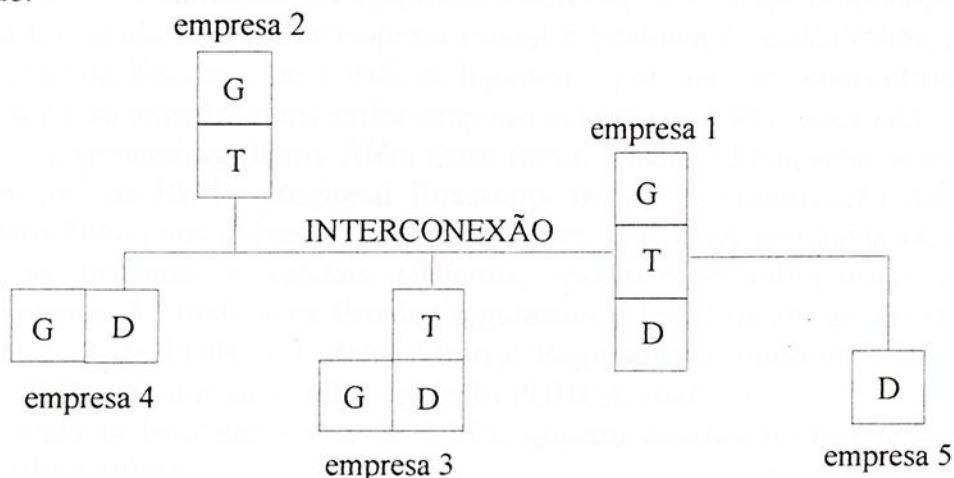


Figura 2.1: Organização do setor antes das reformas (ilustração)

A centralização e a concentração do setor tiveram papel fundamental neste período. Houve uniformização técnica, os sistemas foram interligados, a operação e coordenação foram centralizadas, os custos operacionais foram sendo reduzidos paulatinamente, a qualidade dos serviços era melhorada ano a ano, o mercado atravessava uma expansão contínua, o planejamento além de centralizado era determinístico e de longo prazo.

Como consequência do desenvolvimento tecnológico, o custo dos investimentos em geração, transmissão e distribuição iam se reduzindo. Grandes centrais, hidrelétricas foram construídas com redução dos investimentos pelo fator de escala. Havia crédito que permitia financiamento em longo prazo, especialmente dos organismos multilaterais tipo BIRD e BID. A dúvida era quanto emprestar e de quem tomar emprestado. Houve redução dos riscos agregados. Adotou-se o sistema de tarifas pelo custo do serviço, isto é, as tarifas cobriam todos os custos decorrentes dos investimentos e operacionais e, além disso, garantiam remuneração líquida. No caso brasileiro, foi instituído o Empréstimo Compulsório em favor da Eletrobrás (ECE), em verdade, um imposto disfarçado de empréstimo para financiar a expansão do setor. Havia uniformidade da política tarifária em todo território nacional, tanto nas tarifas de suprimento (entre concessionárias) como nas de fornecimento (consumidores finais). Subsídios cruzados foram estabelecidos para favorecer a universalização

do atendimento. Nessa mesma linha, surgiram inúmeras cooperativas de eletrificação rural, com tarifas subsidiadas.

Em cima disso, faça-se justiça, foi construído um dos maiores sistemas elétricos de que se tem notícia.

Esse modelo não era diferente daquele adotado pela França ou Inglaterra. No período da reconstrução da Europa, esses países assumiram o controle do setor elétrico, estatizando as empresas existentes e criando o monopólio. Na França foi criada uma única empresa estatal e totalmente verticalizada, a EDF - Electrecite de France - em 1.946. A Inglaterra, por sua vez, concentrou toda a geração e transmissão numa única empresa estatal em 1.947, a CEGB - Central Electricity Generating Board. Além disso foram criadas 12 empresas regionais de distribuição, as REB - Regional Electricity Board. A organização do modelo brasileiro ficou mais próximo do modelo inglês. Nos EUA não havia monopólio. Empresas privadas e estatais (federais, estaduais e municipais) atuavam normalmente. A União e os Estados regulavam e fiscalizavam as atividades do setor através da FERC - Federal Electric Regulatory Commission e das PUC - Public Utilities Commission, sob a égide do PUHCA, *ibid*.

Tudo ia bem até o ano de 1.973, quando ocorreu o chamado primeiro choque do petróleo.

Alguns analistas sugerem que este primeiro choque do petróleo foi "contratado" quando da decisão do governo norte-americano, na gestão do Presidente R. Nixon, de romper com o mecanismo de conversibilidade entre dólar e ouro em 1.971. Este mecanismo, estabelecido na Conferência de Brentton Woods, fazia do dólar o padrão monetário internacional. Em consequência, houve uma volatilidade das taxas de juros internacionais e do câmbio. Perdia-se um referencial praticado durante todo o pós-guerra.

Com a disparada dos preços do petróleo veio um período de recessão econômica. Começava o que Oliveira & Queiroz (1.998) classificaram como "círculo vicioso" para o setor elétrico mundial. De novo, o Brasil não foi exceção à regra.

O custo operacional da geração cresceu de forma extraordinária em razão dos preços dos combustíveis. A inflação cresceu por todos os lados e, atrás dela, os juros dispararam, fruto de políticas monetárias rígidas. Desequilíbrios nas balanças comerciais existiam por todos os lados. Em consequência da elevação das taxas de juros, os custos financeiros dos investimentos também subiram. Subiram os custos dos equipamentos eletromecânicos.

Essa situação atingiu o Brasil em cheio, posto que havia uma dependência de petróleo externo de cerca de 80% do consumo nacional. A dívida externa, sobretudo para grandes obras de infra-estrutura, já era significativa. A disponibilidade financeira do mercado internacional, a juros elevadíssimos, eram



disponibilizados pelo acúmulo dos países exportadores de petróleo - "petrodólares".

Retração da expansão e aumento das tarifas ! Dois sustentáculos do "circulo virtuoso" começavam a ruir. Enquanto ocorria a retração econômica na Europa e nos EUA, o Brasil, sob a Presidência de Ernesto Geisel, continuava com vigorosos investimentos em infra-estrutura e na industrialização dentro da política de substituição de importações. Itaipu, Programa Nuclear Brasil-Alemanha e Tucuruí são alguns poucos exemplos de obras do setor elétrico que se iniciaram após o primeiro choque do petróleo. A esse respeito, é bastante recomendável a leitura do depoimento do próprio general (D'Araujo & Castro, 1.997) onde justifica a conduta política para o setor energético adotada por seu governo.

Oliveira & Queiroz (1.998) lembram um outro importante acontecimento para o agravamento da crise experimentada pelo setor elétrico, ou seja, o fracasso da energia nuclear como substituta aos combustíveis fósseis. Merece ser observado que a geração termonuclear é a principal fonte de suprimento na França e muito significativa noutros países, como Alemanha, por exemplo. Outros fatores citados por Oliveira & Queiroz (1.998) têm significado especificamente para a Europa, a saber: fim do período de reconstrução, estabilidade demográfica, implementação de políticas consistentes de conservação de energia, saturação dos níveis de posse de equipamentos elétricos, deslocamento das atividades industriais eletrointensivas para regiões em desenvolvimento e renascimento da política de co-geração em plantas industriais. Nada disso tinha paralelo com a situação brasileira, exceto o fracasso de seu programa nuclear.

Dias Leite (1.997) atribui como um grande equívoco a equalização tarifária promovida em 1.974, uma tentativa de transpor o princípio de uniformidade nacional de preços de derivados de petróleo para o setor da energia elétrica através de fundos de equalização.

O segundo choque do petróleo, em 1.979, agravou a situação. Veio a explosão dos juros, pelas mesmas razões já apontadas. Em 1.981, a recessão econômica era generalizada. Em agosto de 1.982, devido à moratória mexicana, houve uma brutal crise de liquidez financeira. Dessa vez não havia como o Brasil deixar de "embarcar no mundo". Estava estabelecida a crise da dívida externa e a recessão interna. À crise da dívida externa seguiu-se a crise fiscal.

Começaram aí os problemas do setor elétrico brasileiro, estatal e centralizado.

Em consequência do planejamento centralizado e determinístico, grandes obras de geração e transmissão planejadas uma década antes, começavam a entrar em operação sem que houvesse demanda. O planejamento era feito pelo ritmo histórico de crescimento. Para "gerar" mercado, aproveitando o fato do país ainda ser altamente dependente de importação de petróleo, foi criado o programa de



eletrotermia. Com tarifas reduzidas procurava-se substituir óleo combustível por energia elétrica nos processos industriais. São dessa época as modalidades tarifárias EGTD, ESNG e outras.

Retração do mercado consumidor, falta de fontes de financiamento para novas obras, defasagem tarifária, juros elevados das dívidas já contraídas e fracasso do programa nuclear eram ingredientes suficientes para a completa imersão no "circulo vicioso". Enquanto os investimentos do setor eram feitos com 2/3 de capital próprio em 1.974; em 1.980, apenas 1/3, sendo o restante contratado no mercado financeiro internacional. Dias Leite (1.997) é fulminante a respeito:

Em consequência da política do II PND, da falta de recursos para todas as obras e do desequilíbrio do balanço de pagamentos, foram as empresas do setor elétrico, entre outras, por ordem do governo, lançadas como instrumentos na busca de financiamentos externos privados a juros mais altos e flexíveis, e a prazos mais curtos que aqueles para os quais o sistema se havia estruturado. O mercado financeiro internacional, sob o influxo de dólares que fluíam para os países exportadores de petróleo, passou a ficar ansioso por canalizá--los para carentes e o fizeram, através de oferta insistente e de forma extremamente imprudente. Os países como o Brasil aceitavam as ofertas a taxas de juros flexível, dispositivo também imprudente para os devedores numa época de profundas alterações em escala mundial, cujos desdobramentos eram imprevisíveis.

Isso ocorria ao mesmo tempo em que voltava a prevalecer, como instrumento de combate à inflação, o controle de preços e tarifas a critério das autoridades econômicas e à revelia da administração do setor elétrico. Diminuía-se a rentabilidade e os recursos próprios para investimentos e aumentava-se o endividamento a custos mais altos.

Mailson da Nóbrega (2.000) sintetiza num único parágrafo:

Na década de 80, já eram claros os sinais de que o modelo de desenvolvimento centrado no Estado e no protecionismo, o chamado nacional-desenvolvimentismo, havia chegado ao final. Restavam os efeitos negativos, o principal deles a crescente ineficiência das empresas privadas e a inflação desembestada. O Estado passava de promotor do desenvolvimento a seu principal obstáculo. De investidor e gerador de poupança virou um dreno de recursos produtivos. Perdeu a capacidade de prover os bens públicos sem os quais a economia não funciona corretamente nem cresce, a saber: educação, segurança, Justiça, moeda e regras estáveis, intermediação financeira eficiente, mercado de capitais competitivos e proteção à propriedade e contratos.

Após a Constituição de 1.988, a sociedade começou a despertar para o exercício do direito da cidadania. Além da consolidação da democracia, dois outros fatores tiveram importante papel com vistas às transformações dos setor

elétrico: consumidor e meio ambiente. Através de inúmeras entidades, a sociedade cobrava o setor elétrico por serviços de qualidade, especialmente os agentes econômicos. Começou a consolidar o sentimento que as estatais estavam acomodadas dentro do escudo do monopólio.

Some-se a nefasta ingerência política em quase todos os escalões de administração dessas empresas, com todas as suas mazelas. Grande rotatividade das altas administrações, empreguismo, despreparo de ocupantes de funções-chaves, além do "uso" das empresas pelos governos. Mailson da Nóbrega (2.000), não se reportando às empresas do setor elétrico propriamente, tem uma frase que pode ser tomada emprestada pela sua conveniência:

Custa crer que tudo isso tivesse dado certo por muito tempo, com níveis relativamente baixos de corrupção. O certo é que no final dos anos 70 surgiram os primeiros sinais de esgotamento do modelo.

No início da década de 90, o sistema estava na "lona". Obras paralisadas, falta de capacidade de investimentos, tarifas defasadas, inadimplência generalizada, particularmente entre supridoras e distribuidoras, endividamento generalizado e conflitos entre empresas estaduais e as federais.

Por outro lado, o sistema financeiro internacional passou por profundas modificações durante a década de 80. A leitura dos capítulos de Hermann, Carvalho e Sturdat (Oliveira & Queiroz, 1.998) são indispensáveis.

Até então, havia dois sistemas distintos de financiamento de longo prazo, o crédito bancário (público ou privado) e o mercado de capitais (ações e títulos). No primeiro modelo ocorre um processo de intermediação financeira; tipicamente o banco capta depósitos e empresta ao tomador. Todo o risco é dele. No segundo caso existe uma desintermediação. O tomador busca os recursos diretamente com as fontes. Instituições operam apenas como corretoras, sem assumir compromisso direto com o tomador e o investidor. Este caso é denominado genericamente por securitização. Tanto num sistema como no outro, existe uma miríade de formas operacionais, *ibid.*

O sistema financeiro internacional era fortemente segmentado e regulamentado, ou seja, as instituições eram especializadas em determinadas atividades e fortemente fiscalizadas. Havia uma nítida predominância do sistema de intermediação, liderado pelo sistema bancário. Há vinte anos, 70% da poupança americana estava em depósito a prazo e cadernetas de poupança, (Nóbrega, 2.000).

O avanço tecnológico, especialmente nas comunicações, informações e automação, deu início à chamada globalização. O sistema financeiro foi a primeira atividade a adaptar-se aos novos tempos. Houve uma forte desregulamentação em nível mundial. A segmentação da atividade caiu por terra. Seguiram-se as fusões e incorporações das instituições para enfrentar a concorrência em escala global e conquistar novos mercados. Na esteira desse

processo, a predominância do sistema de intermediação cedeu lugar à securitização. Hoje, a operação de crédito bancário clássico representa apenas cerca de 25% da oferta. Nesse novo ambiente, os fundos mútuos, os fundos de pensão, as companhias seguradoras e bancos de investimentos gerindo recursos de terceiros detêm grande parte do capital disponível para investimentos. As operações são feitas através de uma multidão de formas, entre elas: bolsa de valores, mercados futuros, bolsas de mercadorias, securitização de recebíveis e outros mais sofisticados.

Em síntese, a institucionalização da poupança e a securitização de recebíveis mudaram o centro do sistema financeiro, do sistema bancário (intermediação) para o mercado de capitais (securitização), *ibid.* Toda a experiência do setor energético na obtenção de crédito bancário, inclusive em instituições multilaterais, passou a ter muito pouco valor daí em diante.

Para retomar o desenvolvimento econômico na segunda metade da década de 90 era necessário voltar a investir na infra-estrutura brasileira, em particular no sistema energético. A demanda por capital estrangeiro era tão necessária quanto foi no início do século. Todavia, esse capital tornara-se extremamente exigente quanto aos riscos. Ao mesmo tempo que se reduzia a exigência sobre o nível de sua remuneração (redução da inflação mundial, redução de juros internacionais, concorrência, etc.), as exigências de garantias aumentaram e se sofisticaram. Um exemplo pueril de securitização de recebíveis: um determinado empreendimento hidrelétrico coloca títulos no mercado correspondentes a uma determinada quantidade de energia que irá vender durante um certo período. É preciso uma sólida garantia que a tarifa não será sacrificada em razão da política monetária do governo.

Diante disso tudo, em 1.993, começaram as reformas do setor elétrico brasileiro. Se tudo correr bem, este processo deverá encerrar-se em 2.005. Em 1.996, o governo brasileiro contratou os serviços de consultoria da Coopers & Lybrand, empresa inglesa, para auxiliar no desenho do novo modelo, denominado de RESEB - Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Ministério de Minas e Energia, 1.999). Vale registrar que cerca de 70 outros países adotaram alguma forma de reestruturação de seus modelos, especialmente a partir do início dos anos 90, notadamente: Inglaterra, EUA, Alemanha, Argentina e Chile (Oliveira & Queiroz, 1.998).

De uma forma muito resumida, pode-se dizer que o novo modelo impôs a segregação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Com isso, as empresas foram desverticalizadas. Muitas distribuidoras estaduais, federalizadas ou não, foram privatizadas. Algumas empresas geradoras também tiveram o mesmo destino. Criou-se a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica para exercer as funções do poder concedente, isto é, outorgar concessões, regular e fiscalizar todo o setor. Prevê-se um regime de livre

concorrência na geração e na comercialização da energia elétrica. Foram criadas novas figuras como o Produtor Independente de Energia e o consumidor livre. Os sistemas de transmissão são de livre acesso aos interessados, mediante o pagamento de tarifas reguladas pela Aneel. Empresas privadas podem ser proprietárias de linhas de transmissão e prestar o correspondente serviço para os interessados. A compra e venda de energia entre os agentes passa a ser livremente contratada, guardado um período de transição. Foi constituído o ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico Interligado, uma associação de geradoras, transmissoras e distribuidoras, com a finalidade operar, coordenar e planejar de forma indicativa o sistema elétrico interligado. Foi constituído o MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, cujo maior objetivo é estabelecer o preço da energia residual, isto é, a energia consumida pelos agentes sem a devida cobertura contratual.

O Estado começa a sair da atividade empresarial e se limita ao papel de Poder Concedente. Praticamente repetimos na entrada do século XXI a forma pela qual entramos no século XX. No lugar dos capitais canadenses e norte-americanos (Light e Amforp) teremos os capitais de portugueses, espanhóis e franceses (EDP, Endesa/Iberdrola, EDF), além, é claro, dos norte-americanos (AES, Houston, Duke, Enron). Os capitais nacionais também participam, quase sempre de forma associada (VBC - Votorantim, Bradesco, Camargo Correa, Grupo Rede, Inepar e diversos Fundos de Pensão). À Eletrobrás fica reservado um papel de agente de financiamento público. Como curiosidade: alguns fundos de pensão que detêm ações das empresas privatizadas são de antigas empresas estatais.

2.2 O Setor do petróleo antes das reformas

O petróleo não despertou maior interesse na República Velha (1.889 - 1.930). O Brasil teve um desenvolvimento industrial tardio e, diferentemente dos países do hemisfério norte, não passou pelo ciclo do carvão. A lenha era abundante e a população era pequena. As caldeiras das locomotivas a vapor queimavam lenha. O carvão vegetal era aplicado nas poucas indústrias existentes ao lado da própria lenha. Em 1.913, Navarro de Andrade introduzia o eucalipto australiano em Rio Claro, com vistas à aplicação nas ferrovias. Era o início do manejo de florestas. Até então, a obtenção da lenha era uma atividade puramente extrativista. Nas duas primeiras décadas do século XX, a lenha continuava a ser o principal combustível utilizado, como o fôra desde o Descobrimento.

Até o final da década de 30, o consumo de derivados de petróleo era insignificante. Tudo era importado. A extração de petróleo começou nos EUA em 1.859 (Conant & Goldo, 1.981). O querosene iluminante chegou ao Brasil em

1.882. A gasolina automotiva, em 1.907. O óleo combustível, em 1.913. A importação de óleo diesel só teve algum significado a partir de 1.928.

Merece ser registrado que ao final da década de 20, a produção de petróleo já estava estabelecida no México, Colômbia, Venezuela, Argentina, Peru e Equador. Havia indícios de promissoras ocorrências na Bolívia. As grandes empresas internacionais da época nunca se interessaram pela exploração de petróleo no Brasil. As formações geológicas brasileiras eram consideradas desfavoráveis para os padrões técnicos da época. Além disso, a Constituição de 1.891 vinculava a propriedade do subsolo ao proprietário do solo, algo que somente seria alterado com a Constituição de 1.934 (Leite, 1.997).

O consumo de derivados, ainda que insignificante, vinha crescendo a taxas elevadas até que foi impactado pela crise de 1.929. Em meados da década de 30, o Ministério da Guerra começou a vincular o petróleo às questões de segurança nacional. Os debates sobre o petróleo ganharam espaço dentro do governo. Logo após a Constituição de 1.937, foi criado o CNP - Conselho Nacional do Petróleo (1.938), dentro de uma concepção nacionalista já reinante no País. Até então não havia qualquer legislação específica para o petróleo e seus derivados. Com a criação do CNP foram nacionalizadas a produção e o refino do petróleo, bem como foi estabelecido o princípio da equalização de preços dos derivados em todo o território nacional.

O primeiro poço comercial do Brasil começou a produzir em 21 de janeiro de 1.939, por iniciativa do baiano Oscar Cordeiro, em Lobato, Bahia. Até então, o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (depois Departamento Nacional da Produção Mineral) tinha feito 162 sondagens desde 1.918. Todas sem sucesso, *ibid.*

Com a 2ª Guerra, o abastecimento por via marítima tornou-se crítico. O racionamento foi intenso e generalizado, prejudicando as atividades econômicas e causando grande insatisfação popular. Em 1.941, os derivados de petróleo (todos), representavam cerca de 9 % do consumo total de energia no Brasil, enquanto a biomassa era responsável por 77% do consumo, especialmente a lenha. Em 1.942, começou a funcionar a primeira refinaria brasileira em Mataripe (Ba), com capacidade de processamento de 2.500 barris/dia, cerca de 10 % do consumo nacional, *ibid.*

Até o final da era Vargas, o CNP conseguiu realizar apenas 55 sondagens. Em 30 de outubro de 1.945, um dia após a deposição de Vargas, o CNP autorizou a construção de mais 2 refinarias com capacidade de 10.000 barris/dia, Manguinhos e Capuava, ambas da iniciativa privada brasileira.

Após a Constituição de 1.946, mais liberal que a de 1.937, começaram os debates nacionais sobre o petróleo. Ganhava corpo a proposta nacionalista.

Nesse período, mais precisamente no segundo governo de Getúlio Vargas, surgiu a PETROBRÁS - Petróleo Brasileiro S.A. (Lei 2.004, de 3 de outubro de

1.953). Antes disso, em fevereiro de 1.947, o Presidente Eurico Gaspar Dutra criou uma comissão para elaborar as diretrizes referentes à exploração, produção, refino e comercialização de petróleo e seus derivados. Foi então elaborado o Estatuto Nacional do Petróleo. Previa-se a constituição de um Fundo Nacional do Petróleo com participação estrangeira. Em 1.948, o povo, convocado por nacionalistas, foi às ruas para protestar contra a participação estrangeira. Essa campanha foi denominada "O Petróleo é Nosso". Em consequência, o Estatuto do Petróleo não prosperou. Em 1.951, Getúlio enviou ao Congresso Projeto de Lei de criação da Petrobrás. Por 22 meses seguidos, a campanha "O Petróleo é Nosso" esteve nas ruas protestando contra o que era considerado um projeto "entreguista" e favorável aos trusts internacionais. Somente em 1.953 foi criada a Petrobrás, sendo estabelecido o monopólio estatal sobre a exploração, produção e refino (Caldeira *et al*, 1.997). Essa campanha traduziu o sentimento nacionalista reinante no pós-guerra.

A Petrobrás, efetivamente instalada em maio de 1.954, tinha o monopólio da pesquisa, produção, transporte, refino e comercialização do petróleo e os seus derivados. Nessa época, o país produzia cerca de 2 % de suas necessidades e o refino limitava-se a 5 %, compreendendo a atual refinaria de Mataripe e uma unidade particular, a Ipiranga.

A solução adotada para a Petrobrás, que durou até 1.961, destinava recursos fiscais a fundo perdido para as atividades de pesquisa, especialmente para o levantamento geológico geral do país, até então, rigorosamente inexistentes. Para as demais atividades, consideradas muito rentáveis (refino, transporte, comercialização), foram concedidos financiamentos a taxas e condições de mercado. Tratavam-se de atividades puramente industriais e comerciais, enquanto a pesquisa era entendida como uma atividade de responsabilidade do Estado. A partir de 1.961, os recursos fiscais foram destinados para cobrir todos os tipos de despesas (Leite, 1.997).

Como consequência da política desenvolvimentista de JK, o consumo médio anual de derivados de petróleo cresceu 17% ao ano entre 1.956 e 1.963. Nesse período foram perfurados cerca de 700 poços, além da realização de amplo trabalho geofísico. A produção era baseada exclusivamente no Recôncavo Baiano e chegou a atingir 44 % do consumo, depois disso começou a declinar.

Em 1.960, o Relatório Link foi levado a público, dando conta das poucas possibilidades de ser encontrado petróleo no território brasileiro. W. L. Link era um geólogo americano, ex-funcionário da Standard Oil of New Jersey, contratado para organizar e chefiar o Departamento de Exploração logo na implantação da Petrobrás. Seu relatório foi apresentado após seis anos de trabalho e gerou muito celeuma à época (Leite, 1.997 e D'Araujo & Castro, 1.997).

Após dez anos de Petrobrás (1.964), os derivados de petróleo conseguem ter uma participação na matriz energética equivalente à lenha. Foram dez anos de

muitos tumultos, agitações políticas, demagogia, interesses menores, comissões parlamentares de inquérito, etc.. Dias Leite (1.997) assim escreve:

A história administrativa do petróleo no Brasil esteve sempre associada a crises de autoridade e de disputa de poder.

O ano de 1.964 fechou com uma produção interna de aproximadamente 34 milhões de barris contra um consumo de 122 milhões de barris, ou seja, cerca de 2/3 do petróleo consumido era importado. Tal situação prevaleceu praticamente inalterada até 1.970 - 62 milhões contra 190 milhões de barris, respectivamente. Nesse mesmo período, as reversas recuperáveis de petróleo cresceram de 647 para 857 milhões de barris. Enquanto o consumo cresceu 55%, as novas descobertas aumentaram as reservas em 32% (Leite, 1.997 e Conant & Goldo, 1.981).

Em 1.966, o imposto único sobre combustíveis foi destinado à formação de capital da Petrobrás. Expandiram-se o parque de refino, oleodutos, terminais marítimos, petroleiros, terminais de distribuição; enfim, todas as atividades industriais do petróleo. O abastecimento nacional era prioridade. O preço médio do barril importado era de US\$ 1,50 (a preços correntes).

Convencida da pouca perspectiva de grandes descobertas de petróleo em terra, o baixo preço do óleo cru praticado há anos no mercado internacional, o crescente consumo de derivados (passou a ser o principal insumo em 1.969), crescente dependência de empresas estrangeiras na distribuição interna e a importação de derivados onerando cada vez mais a balança comercial; a Petrobrás entrou na década de 70 disposta a investir pesadamente na atividade industrial, dentro de uma política de substituição de importações, aqui entendido derivados por óleo cru. Sem sombra de dúvidas, a década de 70 foi a mais importante para as questões energéticas do País. Por isso, é oportuno voltar alguma atenção aos principais atores daquela época.

Dias Leite, Ministro das Minas e Energia à época, cita às páginas 178 e 179 (1.997):

No MME, todavia, tive que dedicar o ano de 1.969 predominantemente à batalha da energia elétrica. A oportunidade de bom entendimento foi perdida, porque logo após ocorreu a enfermidade do Presidente Costa e Silva, o advento da Junta Militar e a transferência do governo para o Presidente Emílio Médici, que trouxe o general Ernesto Geisel para a presidência da Petrobrás. Foram imediatamente bloqueados os acessos do MME à empresa. Nessas condições é que comecei a me aprofundar no que me parecia uma situação crítica no domínio do petróleo.

Mais adiante, às páginas 228:

Desde a administração do general Ernesto Geisel na Petrobrás, até o final do seu mandato como Presidente da República, a política da Petrobrás, como empresa, sempre esteve sob seu comando direto. Nesse longo período, a política

de investimentos deu preferência aos aspectos acessórios, relegando a segundo plano a pesquisa e o desenvolvimento da produção de petróleo(...).

Essa política aparentemente se fundou no objetivo de lucro imediato e quase sem riscos para a empresa, que eram propiciados pelas atividades de refino, transporte marítimo, terminais e dutos, na maioria com preços regulados pelo próprio governo.

O general Ernesto Geisel assumiu a presidência da Petrobrás em 14 de novembro de 1969. Em seguida foi Presidente da República, tendo deixado o cargo em 15 de março de 1979.

Ernesto Geisel, Presidente da Petrobrás à época, às páginas 236, 237, 244, 245 e 246 (D'Araujo & Castro, 1997):

O senhor teve carta branca para montar sua equipe?

- Sim, embora tivesse algumas divergências com o Ministério das Minas e Energia, ao qual a Petrobrás estava jurisdicionada(...) Passei a dirigir a Petrobrás com grande autonomia, ao que não agradava ao Ministro das Minas e Energia, Dias Leite, que por vezes me criava dificuldades(...)

O senhor então teve carta branca não só para compor sua equipe, mas para dar diretrizes à empresa.

- Realmente tive. E funcionava. O obstáculo que de vez em quando eu tinha que enfrentar, como já disse, era o Ministério das Minas e Energia(...)

Do ponto de vista do desenvolvimento da empresa, que fatos marcaram sua gestão na Petrobrás?

- (...) Na ocasião havia um projeto de construção de novas refinarias. As que existiam eram insuficientes para atender ao mercado, e se importava gasolina e outros derivados de petróleo, o que era mais dispendioso do que se se importasse o óleo cru e se fizesse sua refinação no Brasil. Esse projeto foi executado sob minha administração. Construíram-se as refinarias de Paulínea, de São José dos Campos e do Paraná, (...) e as refinarias existentes foram todas remodeladas(...)

Construíram-se vários oleodutos, para Canoas, no Rio Grande do Sul, para Betim, em Minas Gerais, para Volta Redonda, e terminais marítimos em São Francisco, em Santa Catarina, São Sebastião, em São Paulo, Angra dos Reis, no Rio de Janeiro e Tramandaí, no Rio Grande do Sul (...). Adquiriram-se navios para a Fronape, inclusive alguns superpetroleiros. Continuou-se ativamente com o programa de exploração, com a pesquisa de novos campos de petróleo. As pesquisas em terra, no Paraná, na Bahia, no Nordeste, na Amazônia, praticamente não deram resultado positivo. Intensificou-se a pesquisa no mar, onde já havia algum trabalho iniciado na gestão anterior(...).

Além disso, na época em que estive na Petrobrás, iniciou-se a indústria petroquímica, começou-se a distribuição de combustíveis líquidos e lubrificantes competindo com as companhias estrangeiras. Criou-se a Braspetro, uma

empresa que começou a trabalhar no exterior com o objetivo principal, além de pesquisar e produzir óleo, inclusive para o nosso abastecimento, de conhecer e familiarizar-se com as modalidades dos contratos de joint venture(...). São os chamados contratos de risco (...).

Após muitos entendimentos, a Petrobras subscreveu todo o capital necessário e tornou-se majoritária na empresa, assumindo sua direção (Petroquímica União, em Capuava, São Paulo) (...). Essa foi a indústria que ensejou a primeira subsidiária da Petrobras, a Petroquisa. Mais tarde foram criadas outras, a Braspetro, a Distribuidora e a Interbrás, e também foram compradas a Companhia de Petróleo do Amazônia, a Copam, uma refinaria pequena, sediada em Manaus e, posteriormente a Refinaria Capuava, em São Paulo.

Tudo ia bem, não fosse a primeira crise do petróleo em 1.973. Os preços triplicaram no mercado internacional. Como já mencionado anteriormente, já havia indícios de que isso poderia vir a ocorrer. A tabela 2.1 mostra a evolução dos preços médios do barril de petróleo importado pela Petrobrás (US\$/barril - FOB, preços correntes),

Tabela 2.1 - Preços do barril de petróleo (US\$) - valores correntes

ANO	PREÇO		ANO	PREÇO
1.967	1,42		1.974	11,13
1.968	1,50		1.975	10,72
1.969	1,50		1.976	11,50
1.970	1,51		1.977	12,30
1.971	1,81		1.978	12,44
1.972	1,99		1.979	17,11
1.973	2,80		1.980	32,00

Entre 1.970 e 1.980, a produção interna de petróleo estabilizou-se em cerca de 60 milhões de barris/ano, oscilando entre 20 e 25% do consumo nacional (Conant & Goldo, 1.981 e Leite, 1.997). A tabela 2.2 mostra o impacto dessas importações a preços correntes (1.000 US\$). Em 1.980, a importação de petróleo explodiu para US\$ 11 bilhões (Conant & Goldo, 1.981) Em consequência, veio a recessão de 1.981, já comentada. Foi o início do que alguns economistas chamaram de "década perdida".

Tabela 2.2 - Importações de petróleo (US\$ milhões) - valores correntes

Ano	Valor		Ano	Valor
1970	277		1975	3.224
1971	403		1976	3.460
1972	507		1977	3.663
1973	1.007		1978	4.089
1974	3.178		1979	6.264

Nesta década de 90, o custo médio da descoberta de um barril de petróleo ficou em torno de US\$ 3,00, sendo 20% para pesquisa geológica e 80% para perfuração exploratória. Estima-se em US\$ 13,00 o custo médio do barril produzido.

A Constituição de 1.988 reafirmou o monopólio estatal sobre a pesquisa, exploração, produção, transporte e refino do petróleo. Sem ter conseguido sucesso em atingir a auto-suficiência de produção, com dificuldades de obtenção de recursos para investimentos, o governo de Fernando Henrique deu início, em 1.995, às reformas do setor.

Mais adiante será abordado detalhadamente outra profunda e significativa alteração promovida pela Constituição de 1.988: a extinção do imposto único sobre energia elétrica (IUEE) e do imposto único sobre lubrificantes e combustíveis líquidos e gasosos (IUCLG).



3 TRIBUTOS E PREÇOS ANTES DAS REFORMAS

3.1 Tributos sobre energia elétrica antes da Constituição de 1.988

As bases constitucionais dos tributos incidentes sobre a energia elétrica já foram apontadas anteriormente. Os rumos da tributação sobre a energia elétrica foram algo distintos daqueles dos derivados de petróleo. Embora houvesse a instituição do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), com total vinculação de seus recursos ao investimento no setor por parte dos três níveis de administração. Existiam outras significativas fontes "tributárias". Entretanto, enquanto os derivados de petróleo sofriam tributação extra, difusa dentro da estrutura de preços tabelados (artigo 13 da Lei 4.452/64), a energia elétrica sofria tributação "extra" por meio de outros mecanismos mais transparentes. Os mais importantes eram, sem dúvida, o Empréstimo Compulsório em favor da Eletrobrás (ECE) e a Contribuição de Novos Consumidores, ou seja, todas aquelas pessoas físicas ou jurídicas que se conectavam à rede elétrica pela primeira vez.

Por outro lado, diferentemente do setor do petróleo, onde a Petrobrás detinha o monopólio, o setor elétrico tinha diversos atores, inclusive com atuação de empresas estrangeiras. Os preços ao consumidor (tarifas) só passaram a ser tabelados e uniformizados em todo território nacional em meados da década de 70.

3.1.1 Fundo Federal de Eletrificação

Para um melhor entendimento da tributação do setor elétrico antes da Constituição de 1.988, é importante rever o que era o Fundo Federal de Eletrificação (FFE). Este Fundo foi criado pela Lei 2.308, de 31 de agosto de 1.954, assinada pelo Presidente João Café Filho, e era destinado a promover e financiar instalações de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como o desenvolvimento da indústria de material elétrico. O Fundo era constituído por toda a arrecadação da parcela do IUEE pertencente à União e os rendimentos do próprio Fundo, assim como as dotações consignadas no orçamento da União.

Por esta Lei, foi previsto que a União também consignaria 4% da arrecadação do então existente imposto sobre o consumo ao FFE.

Apenas pela Lei 2.944, de 8 de novembro de 1.956, assinada pelo Presidente Juscelino Kubistchek, o Fundo foi de fato operacionalizado, passando o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico - BNDE, mediante autorização expressa do Presidente da República, a adquirir ações e obrigações de sociedades de economia mista, controladas pela União, Estados e Distrito



Federal, transferindo-as à empresa que seria criada pelo governo federal para a execução dos empreendimentos públicos de interesse nacional no campo de energia elétrica. Estava lançada a semente da Eletrobrás.

A constituição da Eletrobrás deu-se pela Lei 3.890-A, de 25 de abril de 1.961, assinada pelo Presidente Jânio Quadros. O capital inicial era de Cr\$ 3 bilhões, subscrito pela União através da incorporação de bens, instalações e direitos da União relativos a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive ações, obrigações ou créditos resultantes das aplicações do Fundo Federal de Eletrificação. Esta Lei previa um aumento de capital até o ano de 1.965 de Cr\$ 15 bilhões, que seria feito à conta do Fundo, se assim fosse necessário. Todos os recursos do Fundo depositados no BNDE só poderiam ser movimentados pela Eletrobrás para integralização de seu capital. Os dividendos das ações e os juros das obrigações da União passaram a constituir receita do Fundo Federal de Eletrificação.

Através da Lei 4.156, de 28 de novembro de 1.962, assinada pelo Presidente João Goulart, foi estabelecido que até 5% do FFE poderia ser aplicado, a critério da Eletrobrás, na redução das tarifas dos sistemas com capacidade superior a 5.000 kW que excedessem o nível da tarifa fiscal, de modo a atingir, progressivamente, a uniformização das tarifas em todo território nacional. Também foi estabelecido que todos os recursos da União e entidades por ela controladas, estranhos ao FFE, aplicados em bens e instalações de concessionários de serviços públicos de energia elétrica, seriam considerados como reforço ao FFE. Todas as aplicações nessa condição seriam consideradas como empréstimos, com resgate em favor da Eletrobrás, com 20 anos de prazo, sendo 7 de carência e 8% de juros ao ano.

Também foi disciplinada a aplicação pela Eletrobrás dos recursos do FFE oriundos do IUEE e de receitas recebidas em tomada de obrigações, subscrição de ações, concessão de empréstimos e financiamento, em financiamentos de programas de eletrificação de concessionários de serviços públicos de energia elétrica, a saber:

- a) no máximo, 30 % dos recursos recebidos para entidades de um mesmo Estado;
- b) no máximo, 15 % dos recursos recebidos para uma mesma empresa mista em que o Poder Público fosse acionista majoritário,
- c) no máximo, 5 % dos recursos recebidos para uma mesma empresa privada.;
- d) obrigação de aplicação do FFE, à carga da Eletrobrás, em financiamento de programas de eletrificação rural.

Um documento importante é o Decreto nº 68.419, de 25 de março de 1.971, assinado pelo Presidente Emílio Médici, que aprova o Regulamento do Imposto Único de Energia Elétrica, Fundo Federal de Eletrificação, Empréstimo Compulsório em favor da Eletrobrás, a Contribuição de Novos Consumidores e a

Coordenação dos Recursos Federais vinculados à obras e serviços de energia elétrica. Através deste instrumento foi sistematizada toda a legislação vigente desde 1.954 e suas alterações posteriores.

Entre 1.972 e 1.975 existiram pequenas alterações na destinação do IUEE e do IUCLG como por exemplo, a retenção de 10% do valor arrecadado para uma Reserva Especial em conta do Tesouro Nacional - Decretos Lei 1.204/72 e 1.388/75.

Com a Lei 6.093, de 29 de agosto de 1.974, assinada pelo Presidente Ernesto Geisel, foi criado o Fundo Nacional de Desenvolvimento (FND), destinado a financiar projetos prioritários em áreas estratégicas para o desenvolvimento econômico e social do País, especialmente quanto à infraestrutura. Foi estabelecido que a parte da União nos impostos únicos (IUCLG e IUEE), entre outras fontes de recursos, passariam a ser gradativamente vinculados ao FND, enquanto os outros Fundos (FFE, FRN, etc.) tornaram-se subcontas do FND. Os Estados e o Distrito Federal foram autorizados a constituir seus próprios fundos de desenvolvimento com as parcelas daqueles recursos que lhes eram cabíveis. O Decreto Lei 1.754, de 31 de dezembro de 1.979, assinado pelo Presidente João Figueiredo, determinou que todos os recursos obtidos com a parcela da União do IUEE e IUCLG, entre outros, seriam revertidos ao FND no ano de 1.982. A partir de 1.983, o FND seria extinto, e seus recursos e receitas passariam a ser tratados como recursos ordinários do Tesouro Nacional, sem qualquer vinculação a órgão, fundo ou despesa.

3.1.2 Imposto único sobre a energia elétrica

A Lei 2.308/54 estabeleceu que o IUEE seria arrecadado sob as seguintes bases:

- I. Cr\$ 0,20/kWh de luz,
- II. Cr\$ 0,10/kWh de força,
- III. 5 % sobre o preço do consumo a *forfait*.

Foram previstas diversas isenções: fornecimento para órgãos dos governos da União, Estados e Municípios, consumo dos próprios concessionários, empresas de transportes eletrificados, energia gerada para consumo próprio, fornecimento de geradores a distribuidores e consumos inferiores a 20 kWh/mês. O imposto incidia sobre a operação final.

Do montante arrecadado, 40% pertenciam à União, parcela esta diretamente vinculada ao Fundo Federal de Eletrificação. Aos Estados, Distrito Federal e Municípios, cabiam 60% da arrecadação, para serem aplicados obrigatória e exclusivamente em produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. O rateio entre eles foi fixado de acordo com o seguinte critério de proporcionalidade:



- 1% pela produção de energia elétrica dentro do território,
- 4% pela superfície,
- 45% pelo consumo de energia elétrica dentro do território,
- 50% pela população.

O produto do imposto era repassado pelo Tesouro Nacional ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico - BNDE, responsável pelos repasses aos destinatários.

A Lei 2.944/56, estabeleceu que o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica - CNAEE ficaria responsável pelos cálculos dos valores a serem repassados pelo BNDE. Esse repasse era trimestral. Entretanto, os Estados e Municípios somente receberiam suas quotas após 2 anos da publicação desta Lei, guardado ainda que, apresentassem ao CNAEE seus planos de eletrificação em articulação com o Plano Nacional de Eletrificação.

A Lei 4.156/62 alterou a base de cálculo do IUEE. Após um período de transição, fixou-se para os exercícios de 1.965 em diante que, o valor do imposto seria obtido pelo consumo (kWh) multiplicado por um percentual da tarifa fiscal, conforme a classe de consumo:

- a) atividade rural - 10%,
- b) residências e indústrias - 35%,
- c) demais atividades - 40%.

A tarifa fiscal foi definida como o quociente do valor em cruzeiros da energia vendida a medidor no País pelo correspondente volume físico de energia consumida durante o período de um mês. A tarifa fiscal era reajustada semestralmente com base nos dados do mês anterior ao reajuste, sob responsabilidade do CNAEE. Foi prevista a possibilidade de redução da carga do imposto para atividades industriais com consumo intensivo de energia elétrica, assim entendido, aquelas com gastos com energia elétrica superiores a 4% do valor de suas vendas.

Foi estabelecido que os Estados que não dispusessem de plano estadual de eletrificação a partir de 1.964, assim como de Fundo Estadual de Eletrificação, com recursos iguais ou superiores à quota do IUEE, receberiam suas parcelas em ações da Eletrobrás. Caso o Estado dispusesse de empresas geradoras ou distribuidoras, cabia a ele a parte do município suprido, devendo transferir ao município, a título de indenização, ações da sociedade de economia mista.

Esta Lei também alterou a distribuição da arrecadação do IUEE, conforme demonstrado:

- 40% - União,
- 50% - Estados,
- 10% - Municípios.

O cálculo referente às parcelas cabíveis a cada entidade teve a seguinte base de proporcionalidade:

- 2% proporcionais à produção,
- 18% proporcionais à superfície,
- 35% proporcionais ao consumo,
- 45% proporcionais à população.

A Lei 4.676/65 ampliou a isenção do IUEE para consumidores servidos por concessionários distribuidores supridos por sistemas geradores constituídos exclusivamente de usinas termelétricas, assim como para unidades consumidoras com consumo inferior a 30 kWh/mês. Para consumidores industriais com consumo em valor superior a 3% da receita de suas vendas estabeleceu-se a seguinte redução, até um limite de 80%:

$$R = 600 \times D/V + 23$$

onde:

- R - valor da redução percentual,
- D - despesas com energia elétrica,
- V - valor das vendas efetuadas.

A tarifa fiscal passou a ser reajustada trimestralmente.

Para forçar o envolvimento dos Estados nos programas de eletrificação, esta Lei determinou que as quotas do IUEE seriam repassadas em dinheiro, de acordo com a seguinte fórmula:

$$Q = C \times R/E$$

onde:

- Q - quantia a ser repassada em dinheiro,
- C - quota do Estado do IUEE do exercício,
- R - recursos próprios aplicados em energia elétrica no exercício do ano anterior,
- E - quota do Estado do IUEE do ano anterior.

A diferença entre o valor da quota do Estado e a quantia paga em dinheiro era entregue à Eletrobrás, à conta de subscrição de ações pelo Estado. Os planos estaduais de eletrificação deveriam ser aprovados anualmente pelo CNAEE. As quotas dos Estados ficavam retidas até a aprovação desses planos.

Após alterações introduzidas pela Lei 5.073, de 18 de agosto de 1.966 e pelos Decretos Lei 336, de 24 de outubro de 1.967, e 644, de 23 de junho de 1.969, o IUEE ficou regulamentado pelo Decreto nº 68.419, de 25 de março de 1.971.

Artigo 2º O imposto único será devido por quilowatt - hora de energia elétrica consumida e equivalerá às seguintes percentagens da tarifa fiscal:


- 1) 47% para consumidores residenciais,

*qual foi??
decreto!*

- II) 2% para consumidores industriais,
 III) 22% para consumidores comerciais e outros, exceto os rurais.

Além da isenção dos consumidores rurais, ficaram isentos os consumos inferiores a 30 kWh/mês. As demais isenções foram mantidas e os consumidores industriais tiveram uma substancial redução de suas alíquotas. Todavia, deixaram gozar do expediente de redução.

Do resultado da arrecadação cabiam as seguintes parcelas:

- 37 35% à conta da Eletrobrás, 
 2% à conta do DNAEE,
 1% à conta do MME,
 60% para distribuição aos Estados (5/6) e aos Municípios (1/6).

Os critérios de distribuição foram estabelecidos de acordo com as seguintes proporcionalidades:

- 20% à superfície,
- 60% à população,
- 2% à produção de energia elétrica,
- 15% ao consumo verificado,
- 3% à área inundada pelos reservatórios de usinas geradoras com mais 20 km².

As quotas dos Estados eram repassadas trimestralmente pelo BNDE diretamente às sociedades de economia mista geradoras ou distribuidoras do Estado, ou diretamente ao governo estadual caso o Estado não dispusesse de tais empresas. Os municípios servidos por empresas mistas federais, estaduais ou municipais recebiam suas quotas através da sociedade, sendo indenizadas por ações de seu capital. Quanto aos municípios servidos por empresas privadas, recebiam suas quotas diretamente do BNDE.

As aplicações das quotas dos Estados e Municípios eram obrigatoriamente destinadas a investimentos em produção, transmissão ou distribuição de energia elétrica, podendo consistir de:

I - no caso do Estado ou Município ser concessionário de energia elétrica:

- a) investimentos naquele serviço,
- b) pagamento de amortização e juros de empréstimos para aquelas finalidades.

II - caso não fossem concessionários:

- a) tomada de ações de empresas nacionais de energia elétrica de direito público,

- b) financiamento a empresas nacionais de energia elétrica para investimentos nos respectivos serviços,
- c) aplicação em rede de iluminação pública, vedado seu custeio.

Dois meses após a edição deste Regulamento, a Lei 5.665, de 20 de maio de 1.971, alterou a base de cálculo do IUEE, com a seguinte aplicação percentual da tarifa fiscal sobre o consumo:

50% para consumidores residenciais,
60% para comerciais e outros.

Os consumidores industriais ficaram totalmente isentos do IUEE.

Através do Decreto Lei 1.512, de 29 de dezembro de 1.976, o IUEE passou para os seguintes percentuais da tarifa fiscal:

50% para consumidores residenciais,
60% para consumidores comerciais e outros,
16% para consumidores industriais com consumo inferior a 2.000

kWh.

3.1.3 Empréstimo compulsório em favor da Eletrobrás (ECE)

Após a criação da Eletrobrás (Lei 3.890-A/61), a Lei 4.156/62 determinou que durante cinco exercícios consecutivos a partir de 1.964, o consumidor de energia elétrica tomaria obrigações da Eletrobrás, resgatáveis em 10 anos, a juros de 12% ao ano, correspondentes a 15% no primeiro exercício e 20% nos demais, sobre o valor de suas contas.

A Lei 4.676/65 estabeleceu que a partir de 1 de julho de 1.965 até 1.968, o valor da tomada de obrigações da Eletrobrás pelos consumidores seria equivalente ao IUEE devido.

O Empréstimo Compulsório em favor da Eletrobrás, com esta nomenclatura, foi efetivamente introduzido pelo Lei 5.073, de 18 de agosto de 1.966.

Após a Lei 5.073/66 e os Decretos Lei 336/67 e 644/69, o Decreto nº 68.419/71 regulamentou o ECE, que passou a ser equivalente a 35% do valor do consumo multiplicado pela tarifa fiscal, deixando de incidir sobre consumidores rurais e residenciais. O ECE seria exigível até 1.973.

Cabia a Eletrobrás emitir obrigações ao portador, resgatáveis em 10 anos a juros de 12% ao ano para contas emitidas até 31 de dezembro de 1.966. Para contas emitidas a partir de 1 de janeiro de 1.967, o resgate seria após 20 anos, com juros de 6% ao ano sobre o valor nominal atualizado por ocasião do

pagamento. Aqueles consumidores isentos do IUEE também ganharam isenção do ECE, assim como os consumidores com consumo mensal inferior a 100 kWh. Após dois meses da edição do Decreto 68.419/71, a Lei 5.665/71 estabeleceu que o ECE seria devido apenas pelos consumidores industriais, mantendo a alíquota de 35% da tarifa fiscal.

Indústrias com intenso consumo de energia elétrica tiveram direito a redução do ECE, desde que o fator de carga fosse superior a 30% e as despesas com energia elétrica fossem superiores a 3% da receita de suas vendas. O benefício da redução era determinado pela fórmula abaixo, limitado a 98% de redução:

$$R = 0,575 \times (D/V + 5) \times FC$$

onde:

R - valor percentual da redução,

D/V - relação entre despesas com energia elétrica e vendas, limitado em 15%,

FC - média do fator de carga.

As contas de energia elétrica deviam ser apresentadas à Eletrobrás para o recebimento das obrigações equivalentes. Previa-se a possibilidade de conversão do ECE, ou das obrigações, por ações preferenciais. No caso do ECE seria aplicado o valor histórico, e no caso das obrigações haveria correção.

A Eletrobrás estava obrigada a aplicar o ECE arrecadado em cada Estado da seguinte forma:

- 50% em subscrição de ações, tomada de obrigações, empréstimos e financiamentos a empresas concessionárias de energia elétrica das quais Estado fosse acionista majoritário, de acordo com o desejo do Estado,

- 10% em obras de energia elétrica nas quais o Estado tivesse interesse direto, podendo ser em participações societárias ou em financiamento.

O ECE era previsto para ser "cobrado" até 1.973. Entretanto, a Lei Complementar nº 13, de 11 de outubro de 1.972, autorizou a União a instituir o ECE destinado a financiar a aquisição de equipamentos, materiais e serviços necessários à execução de projetos e obras da seguinte natureza:

- a) centrais hidroelétricas de interesse regional,
- b) centrais termonucleares,
- c) sistemas de transmissão de extra alta tensão,
- d) atendimento energético aos principais pólos de desenvolvimento da Amazônia.

Esta Lei Complementar foi regulamentada pela Lei 5.824, de 14 de novembro de 1.972.

Previa-se a cobrança do ECE até 1.983, com percentuais da tarifa fiscal, aplicadas sobre o consumo, sendo reduzidas ano a ano, de 32,5% em 1.974, até terminar em 10 %, em 1.983. O ECE incidia exclusivamente sobre o consumo industrial. Os recursos obtidos passariam a ser aplicados da seguinte forma:

- 50% para financiamento da construção de hidroelétricas de caráter regional na Bacia do Paraná,
- 15% para financiamento da construção de hidroelétricas de caráter regional na Bacia do São Francisco,
- 10% para subscrição de aumento de capital da Eletronorte,
- 25% para construção de sistemas de transmissão de caráter regional de extra alta tensão e para o programa pioneiro de domínio das centrais termonucleares.

A Lei 5.899, de 5 de julho de 1.973, assinada pelo Presidente Médici, determinou que as linhas de transmissão de Itaipu, a cargo de Furnas e Eletrosul, fossem financiadas com os recursos mencionados acima.

A Lei 6.180, de 11 de dezembro de 1.974, assinada pelo Presidente Geisel, determinou a aplicação percentual de 32,5% da tarifa fiscal até 1.983, eliminando a redução gradual estabelecida pela Lei 5.899/73.

O Decreto Lei 1.512, de 29 de dezembro de 1.976, determinou que os juros devidos do ECE seriam pagos anualmente, no mês de julho, mediante compensação nas contas de energia elétrica. O ECE deixou de ser exigido de consumidores industriais com consumo inferior a 2.000 kWh/mês. Abriu-se a possibilidade de, no vencimento do empréstimo, o crédito do consumidor ser convertido em ações preferenciais nominativas.

Através da Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1.983, o Empréstimo Compulsório em favor da Eletrobrás foi estendido por mais 10 anos. A Eletrobrás foi autorizada a elaborar planos anuais de aplicação desses recursos.

3.1.4 Contribuição para ligação de novos consumidores

Desde o início da indústria elétrica, cobra-se ao consumidor por sua ligação à rede elétrica. Assunto detalhadamente regulamentado pelo Decreto nº 41.019/57.

Entretanto, logo após a criação da Eletrobrás, a Lei 4.156/62 estabeleceu que os concessionários de serviços de energia elétrica poderiam condicionar novas ligações ao pagamento de contribuição específica para tanto. Esta contribuição poderia ser de até 30 vezes a conta mensal prevista para o fornecimento pedido. Esta contribuição seria capitalizada pelo consumidor mediante subscrição, em futuros aumentos de capital da Eletrobrás, de ações preferenciais. Esses montantes seriam utilizados pela Eletrobrás para subscrever futuros aumentos de capital da respectiva concessionária.

Esta contribuição era inexigível para consumidores com consumo inferior a 90 kWh/mês. O montante da contribuição para consumidores industriais era limitado a 2% do investimento total do empreendimento.

A Lei 4.676/65 estabeleceu que a contribuição dos novos consumidores poderia ser equivalente a 30 vezes o produto da tarifa fiscal pelo consumo mensal estimado. Os concessionários deveriam deduzir esta contribuição dos orçamentos referentes às extensões de sistemas destinados ao consumidor. Esta contribuição limitava-se a 3% das inversões industriais e a 5% das inversões nos demais casos. Esses recursos deveriam ser investidos pelos concessionários, obrigatoriamente, na extensão e melhoria do sistema de distribuição.

Esses recursos eram considerados como créditos de capital dos consumidores na subscrição de ações dos concessionários. Os consumidores isentos do IUEE também estavam isentos dessa contribuição, que era extensiva para as solicitações de aumento de carga.

O Decreto 68.419/71 não trouxe qualquer alteração desse procedimento.

3.2 Estrutura de preços da energia elétrica antes das reformas

O Código de Águas, estabelecido pelo Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1.934, previu a regulamentação dos serviços de energia elétrica pela Divisão de Águas do Ministério da Agricultura. Logo após sua edição, o Decreto nº 1.699, de 24 de outubro de 1.939, criou a Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica - CNAEE e atribuiu-lhe as funções pertinentes à regulação dos serviços de energia elétrica.

Após a Constituição de 1.946, talvez o documento mais relevante tenha sido o Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1.957, assinado pelo Presidente Juscelino Kubitschek. Este Decreto regulamentou os serviços de energia elétrica. Toda a legislação sobre a matéria, desde o Código de Águas, foi sistematizada. Neste momento, interessa uma breve visão da estrutura de preços dos serviços de energia elétrica.

As tarifas eram estabelecidas exclusivamente em moeda nacional, fixadas pelo CNAEE, de acordo com os seguintes postulados:

- sob a forma do serviço pelo custo;
- garantia de remuneração sobre o investimento, avaliado pelo custo histórico;
- vedadas discriminações entre consumidores de uma mesma classe.

A tarifa era determinada pela forma do "serviço pelo custo", o qual compreendia:

- a) despesas de exploração,
- b) quota de depreciação,
- c) quota de amortização ou de reversão,
- d) remuneração do investimento.

As despesas com exploração dos serviços envolvia todos os custos de produção, transmissão e distribuição, bem como as despesas administrativas, de cobrança e outras diretamente afetas à prestação do serviço. Dentro das despesas de exploração computavam-se: custo com pessoal e encargos sociais, aquisição de materiais e serviços, energia adquirida (inclusive combustíveis), impostos e taxas recolhidos, a diferença entre o custo do câmbio no pagamento de juros e principal de empréstimo estrangeiro para investimento e a contabilização do bem pelo custo histórico, além de outras despesas operacionais.

A quota de depreciação era uma importância global anual destinada a constituir a Reserva de Depreciação da instalação. Tal reserva destinava-se a compensar perdas de valor por desgastes, desastres, insuficiências ou obsolescência dos materiais, instalações, equipamentos, estruturas e edifícios que constituíam os investimentos. No início, a taxa de depreciação para os diversos bens e instalações foi considerada igual a 5% ao ano, exceto para usinas termelétricas, que tinha taxa de 8% ao ano. Depois disso, as taxas passaram a ser aprovadas ano a ano.

As quotas de amortização ou de reversão eram importâncias globais anuais destinadas a constituição da Reserva de Amortização e da Reserva de Reversão. O valor máximo dessas quotas era de 3% dos investimentos em bens e instalações da empresa que, direta ou indiretamente, concorriam para os serviços de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. O valor era fixado ano a ano pelo poder concedente.

Estas reservas constituíam-se em fundos para a reversão das concessões, isto é, vencido o prazo da concessão, a reversão poderia ser feita com ou sem indenização, dependendo do contrato de concessão assinado. No caso da reversão com indenização, esta seria a diferença entre o montante do investimento efetivo para a prestação do serviço, pelo custo histórico, deduzidos os saldos das Reservas de Depreciação e Reversão e da Conta de Resultados a Compensar. Também deveria ser deduzidas quaisquer importâncias fornecidas pelo Poder Público.

A Reserva de Reversão era depositada mensalmente em conta vinculada. Os saldos só poderiam ser movimentados para aplicação em obras e instalações destinadas à expansão dos serviços da empresa, ou na amortização de empréstimos para estes mesmos fins, mediante autorização da Administração.

A remuneração do investimento era estabelecida numa taxa de 10% do investimento, a ser computada no cálculo da tarifa. Em dadas circunstâncias, o CNAEE poderia alterar esta taxa até um certo limite. O investimento considerado para aplicação daquela taxa consistia dos bens e instalações necessários à prestação dos serviços, capital de giro até o montante máximo equivalente a dois meses de faturamento, estoques de almoxarifado e o ativo disponível não vinculado até 31 de dezembro do ano corrente. Disso, deduziam-se o saldo da

Reserva de Depreciação, a diferença entre os saldos dos Fundos de Reserva e os depósitos do ano corrente e o passivo correspondente a adiantamentos, contribuições e doações.

As tarifas eram revistas a cada três anos, mas podiam ser reajustadas antes disso visando manter a paridade entre a receita e o custo do serviço. Ao final de cada triênio, verificando-se diferença entre a remuneração do investimento estabelecido (10%) e a efetivamente apurada, esta era registrada no ativo disponível à Conta de Resultados a Compensar (CRC), na qual se compensaria os excessos ou as insuficiências de remuneração verificada em anos anteriores. Os eventuais saldos credores da CRC eram depositados num Fundo de Compensação de Resultados, que só podiam ser movimentados em exercícios seguintes para sua finalidade. Os juros bancários eram creditados à mesma conta.

Existiam mecanismos de reajustes das tarifas a título precário, sempre que ocorresse variação no custo da energia comprada ou do combustível, aumentos compulsórios de salários ou encargos sociais e variação no pagamento de juros e amortização de empréstimos.

Uma significativa alteração ao Decreto 41.019/57 foi feita através do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1.968, que repartiu a composição de custos entre os componentes de demanda e consumo, de modo a melhorar a estrutura das tarifas para as diferentes classes de consumidores.

Artigo 14. O custo do serviço de fornecimento de energia elétrica deverá ser repartido, entre as componentes de demanda de potência e de consumo de energia de modo que cada grupo ou subgrupo, se houver, de consumidores, responda pela fração que lhe couber.

§1º A componente de demanda de potência será responsável pelo atendimento das seguintes parcelas de custo de serviço:

- remuneração legal;
- quota de reversão ou de amortização, se houver;
- saldo da conta de resultados a compensar;
- parcela relativa ao custo da demanda de potência adquirida;
- diferenças referidas no art. 166, parágrafos 3º e 4º do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1.957.

§2º A componente de consumo de energia deverá atender a :

- despesas de exploração, exclusive a parcela relativa ao custo de demanda de potência adquirida, atribuída à componente de demanda de potência;
- impostos e taxas.

§3º Face às peculiaridades do mercado consumidor, e a critério do Departamento Nacional de Águas e Energia - DNAE, parte do custo atribuído à componente de demanda de potência poderá ser transferida para a componente de consumo de energia.

Posteriormente, a Lei 5.665, de 20 de maio de 1.971, dispôs sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, estabelecendo que esta deveria situar-se entre 10% e 12%, a critério do poder concedente. Manteve-se a Conta de Resultados a Compensar para fins de compensação dos excessos ou insuficiências de remuneração. A definição de investimento remunerável foi mantida praticamente a mesma do Decreto 41.019/57.

Esta mesma Lei estabeleceu que a quota anual de reversão seria de 3% do valor dos bens e instalações, direta ou indiretamente, envolvidos na prestação dos serviços de energia elétrica. As parcelas da quota anual passaram a ser depositadas mensalmente para a Eletrobrás, à conta da Reserva Global de Reversão - RGR, que deveria creditar à mesma juros de 3% ao ano. Foi facultado aos concessionários reverterem suas quotas e saldos da Reserva de Amortização para o Fundo de Reversão.

Além dos propósitos de reversão e encampação, a Eletrobrás podia utilizar estes recursos em empréstimos a concessionários de serviços públicos de energia elétrica, para expansão e melhoria dos serviços. A Eletrobrás também podia aplicar até 5% da Reserva de Reversão na indenização de áreas destinadas à construção de reservatórios.

O Decreto Lei 1.383, de 26 de dezembro de 1.974, determinou que fosse computada como componente do custo do serviço, uma quota de 5% sobre o investimento antes enunciado. Desses, 3% à conta da Reserva Global de Reversão - RGR e 2% à conta da Reserva Global de Garantia - RGG, ambos sob administração da Eletrobrás. Esta Reserva Global de Garantia tinha por objetivo destinar recursos para garantir o equilíbrio econômico e financeiro das concessões. Era uma conta movimentada pela Eletrobrás sob expressa determinação do Departamento Nacional e Águas e Energia Elétrica- DNAEE.

Dois pequenos dispositivos deste Decreto Lei, um deles bastante maroto, puseram por terra o regime de remuneração garantida e introduziram a uniformização tarifária no território nacional.

Artigo 4º A garantia de equilíbrio econômico e financeiro das concessões será considerada sob os seguintes aspectos:

- a) viabilidade econômica dos investimentos em relação ao mercado respectivo;*
- b) aumento da produtividade, pela gradual redução das despesas de exploração em proporção à receita tarifária;*
- c) estabilidade financeira dos concessionários;*
- d) progressiva equalização tarifária em todo território nacional.*

Artigo 5º A remuneração legal do investimento dos concessionários integrados nos planos de aplicação dos recursos da Reserva Global de Garantia será de até 10% ao ano, a critério do Ministério de Minas e Energia.

Também ficou estabelecido por este Decreto Lei que os bens e instalações encampados ou desapropriados ficavam integrados à conta da RGR como patrimônio da União, sob administração da Eletrobrás.

Outra importante modificação foi introduzida através do Decreto Lei 1.849, de 13 de janeiro de 1.981. Na visão de Dias Leite (1.997), a partir da edição deste Decreto estavam contratados, definitivamente, os problemas estruturais do setor elétrico pelos dez anos seguintes. O mundo se transformava em consequência do segundo choque do petróleo.

Por este Decreto Lei, a quota de reversão a ser computada como componente do custo do serviço passou a 4% sobre o valor do investimento, tal como definido anteriormente, porém, acrescido de 5% do seu valor. As parcelas mensais das quotas passaram a ser corrigidas pela ORTN - Obrigações Reajustáveis do Tesouro Nacional.

Coube a Eletrobrás proceder a correção monetária da Reserva Global de Reversão, bem como creditar juros de 3% ao ano. A Eletrobrás também foi autorizada a renegociar débitos dos concessionários junto ao RGR. Foi prevista a aplicação de multas por conta do atraso no recolhimento das parcelas mensais. O DNAEE poderia alterar as quotas anuais e as parcelas mensais em decorrência de alterações nas tarifas de suprimento ou fornecimento e modificações significativas nos investimentos remuneráveis.

A movimentação da RGR pela Eletrobrás poderia ser feita para as seguintes aplicações:

- reversão ou encampação de serviços públicos de energia elétrica,
- empréstimos a concessionários para melhoria ou expansão dos serviços,
- até 2% da Reserva na cobertura de despesas decorrentes de estudos de hidrologia e hidrometeorologia, de inventários de potenciais hidráulicos e operação e manutenção da rede hidrometeorológica nacional,
- até 5% na indenização de desapropriações de áreas destinadas aos reservatórios.

Enfim, este Decreto Lei não trouxe grande modificação na RGR. Entretanto, as modificações na RGG foram profundas. Em primeiro lugar, a quota anual de garantia passou a ser estabelecida tendo por base a diferença positiva entre a remuneração do concessionário e a remuneração média do setor. As concessionárias-mais rentáveis foram prejudicadas.

A quota era estabelecida com base em projeções da seguinte forma:

- quanto à remuneração do concessionário: a partir da receita tarifária e do custo do serviço previsto para o ano,

- quanto à remuneração média do setor: considerada a remuneração média, por via tarifária, dos investimentos dos concessionários de serviços de eletricidade do País.

Em caso de obras consideradas prioritárias pelo governo federal, o DNAEE podia incluir na quota anual de garantia provisão para a RGR. A RGG deveria prover recursos para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das concessões. O DNAEE podia utilizar até 3% da conta RGG para atividades de fiscalização.

Como será visto mais adiante, apenas em 1.993, dando início às reformas do setor, foram introduzidas alterações significativas na RGR, RGG e CRC através da Lei 8631/93.

A partir de 1.974 surgiu outra componente a ser considerada no custo do serviço, ou seja, as contas especiais para atender ao rateio dos ônus e vantagens do consumo de combustíveis fósseis, denominadas simplesmente como CCC.

Com a criação de Itaipu, foi editada a Lei 5.899, de 5 de julho de 1.973, que determinava em seu artigo 13 o uso racional das instalações de geração e transmissão nos sistemas interligados das regiões Sul e Sudeste sob uma determinada coordenação operacional. Entre outras medidas enunciadas, foi assegurado que os ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis, para atender as necessidades dos sistemas interligados ou por imposição de interesse nacional, fossem rateadas entre todas as empresas concessionárias daqueles sistemas. A matéria foi regulamentada pelo Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1.973.

Coube a Eletrobrás a criação de contas especiais para o atendimento ao rateio desses ônus e vantagens. As CCC eram constituídas com quotas de rateio atribuídas as empresas concessionárias integrantes do GCOI - Grupo Coordenador das Operações Interligadas. Cabia as empresas o recolhimento mensal de suas quotas à Eletrobrás. Essas quotas eram incluídas no custo do serviço das empresas para o ano seguinte.

Com isso, as despesas com combustíveis fósseis para utilização em centrais termelétricas deixou de ser computado no custo do serviço, tendo sido substituído pelas CCC. Por sua vez, as empresas com geração termelétrica eram reembolsadas mensalmente pela Eletrobrás mediante saques contra as CCC. Cabe mencionar que a operação das termelétricas dos sistemas interligados tinha que ser autorizado pelo GCOI.

Posteriormente, as CCC foram estendidas para os sistemas isolados, caracterizando um autêntico subsídio cruzado.



3.3 Tributos sobre o petróleo e derivados antes da Constituição de 1.988

O objetivo deste item é apresentar um rápido apanhado sobre as questões tributárias e de preços dos derivados de petróleo nos últimos 50 anos. Nesse período, os brasileiros estiveram sujeitos às Constituições de 1.946, 1.967 e 1.988, além da Emenda Constitucional nº 1, de 1.969. A Constituição de 1.988 alterou profundamente a estrutura tributária do setor energético vigente nos 40 anos anteriores, tanto no segmento dos derivados de petróleo como no da energia elétrica. Assim, a estrutura tributária após 1.988 será apresentada à parte.

De uma maneira geral, entre as décadas de 50 e 80 a incidência tributária sobre energia restringiu-se ao Imposto Único sobre Lubrificantes e Combustíveis Líquidos e Gasosos (IUCLG) e ao Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE). Muito antes de um viés arrecadatório para os três níveis de governo, estes impostos foram em grande medida destinados ao financiamento do desenvolvimento, posto que as receitas deles derivadas eram diretamente vinculadas a programas específicos para o próprio setor e para outras ações, especialmente para o programa de transporte rodoviário no caso do IUCLG. Como será visto mais adiante, a estrutura de preços dos derivados de petróleo trazia formas disfarçadas de impostos em seu bojo. A Constituição de 1.967 tentou aplicar o imposto de circulação de mercadorias aos combustíveis automotivos. Esta tentativa foi derrubada pela Emenda Constitucional nº 1, de 1.969.

As bases constitucionais para estes impostos foram:

- Lei Constitucional nº 4, de setembro de 1.940
Artigo único - É da competência privativa da União, (...) o de tributar a produção e o comércio, a distribuição e o consumo, inclusive a importação e a exportação do carvão mineral nacional e dos combustíveis e lubrificantes líquidos de qualquer origem.
O tributo (...) terá a forma de imposto único, incidindo sobre cada espécie de produto. Da sua arrecadação caberá aos Estados e Municípios numa quota parte proporcional ao consumo nos respectivos territórios a qual será aplicada na conservação e no desenvolvimento das suas redes rodoviárias.
- Constituição de 1.946
Artigo 15 - Compete a União decretar impostos: (...)
III - produção, comércio, distribuição e consumo, e bem assim importação e exportação de lubrificantes e de combustíveis líquidos e gasosos de qualquer origem ou natureza, estendendo-se esse regime, no que for aplicável, aos minerais do país e a energia elétrica.
§2º - A tributação de que trata o nº III terá a forma de imposto único que incidirá sobre cada espécie de produto. Da renda resultante sessenta por cento no mínimo serão entregues aos Estados, ao Distrito Federal e aos

Municípios, proporcionalmente à sua superfície, população, consumo e produção, nos termos e para os fins estabelecidos em lei federal.

- Constituição de 1.967

Artigo 22 - Compete a União decretar impostos sobre:

(...)

VIII - Produção, importação, circulação, distribuição ou consumo de lubrificantes e combustíveis líquidos e gasosos;

IX - Produção, importação, distribuição ou consumo de energia elétrica

X - Extração, circulação, distribuição ou consumo de minerais do País.

(...)

§ 5º Os impostos a que se referem os n.ºs XIII, IX e X incidem, uma vez só, sobre uma dentre as operações ali previstas e excluem quaisquer outros tributos, sejam quais forem sua natureza e competência, relativas às mesmas operações.

§ 6º O disposto no parágrafo anterior não inclui, todavia, a incidência, dentro dos critérios e limites fixados em lei federal, do imposto sobre circulação de mercadorias na operação de distribuição ao consumidor final, dos lubrificantes e combustíveis líquidos utilizados por veículos rodoviários, e cuja receita seja aplicada exclusivamente em investimentos rodoviários.

(...)

Artigo 24 - Compete aos Estados e ao Distrito Federal decretar impostos sobre:

(...)

II - operações relativas à circulação de mercadorias, inclusive lubrificantes e combustíveis líquidos, na forma do artigo 22, § 6º, realizadas por produtores, industriais e comerciantes.

Artigo 28 - A União atribuirá aos Estados, Distrito Federal e Municípios:

I - quarenta por cento da arrecadação do imposto a que se refere o artigo 22, n.º VIII;

II - sessenta por cento da arrecadação do imposto a que se refere o artigo 22, n.º IX;

III - noventa por cento da arrecadação do imposto a que se refere o artigo 22, n.º X.

Parágrafo único - A distribuição será feita nos termos da lei federal, que poderá dispor sobre a forma e os fins de aplicação dos recursos distribuídos, obedecido o seguinte critério:

a) nos casos dos itens I e II, proporcional à superfície, população, produção e consumo, adicionando-se, quando couber, no tocante ao n.º -II, cota compensatória da área inundada pelos reservatórios;

b) no caso do item III, proporcional a produção.

- Emenda Constitucional n.º 1 de 1.969

Artigo 21 - Compete à União instituir impostos sobre:

(...)

VIII - produção, importação, circulação, distribuição ou consumo de lubrificantes e combustíveis líquidos ou gasosos e de energia elétrica, imposto que incidirá uma só vez sobre qualquer dessas operações, excluída a incidência de outros tributos sobre elas.

Esta Emenda excluiu a cobrança do ICM sobre combustíveis automotivos.

As leis mais importantes sobre o assunto são resumidas a seguir.

A Lei 1.749, de 28 de novembro de 1.952, foi o primeiro instrumento jurídico da década de 50 sobre o IUCLG. Esta Lei foi inteiramente revogada pela Lei 2.975, de 27 de novembro de 1.956, assinada pelo Presidente Juscelino Kubitschek. Com ela, o IUCLG era calculado por alíquotas específicas para cada derivado aplicadas sobre o custo CIF médio efetivo das importações realizadas. Era aplicada uma sobretaxa única à taxa de câmbio oficial na conversão do valor da importação. Os derivados produzidos no país, muito pouco representativos, eram tributados em 3/4 do valor do imposto para produtos importados (gasolinas e GLP) e 1/2 do valor para os demais derivados. A receita do imposto era repartida entre a União (40%) e Estados e Municípios (60%), divididos proporcionalmente à superfície, população, consumo e produção da época. Foi estabelecido que a União, Estados, Distrito Federal e Municípios deveriam destinar a receita obtida com este imposto, até 1.962, da seguinte maneira:

75% para programas rodoviários, através do Fundo Rodoviário Nacional (FRN);

15% para a constituição do capital social da Petrobrás;

10% para a constituição do capital social da RFFSA.

A partir de 1.962, a parcela da Petrobrás deveria ser agregada ao FRN e, a partir de 1.972, também a parcela da RFFSA.

A Lei 2.975/56 determinava que o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) fixaria os preços de venda dos derivados, tanto no atacado como no varejo. Os valores tabelados não estavam sujeitos à homologação por outros órgãos do governo. Admitiu-se a isenção do imposto sobre querosene, óleo diesel e combustível para o setor agropecuário. Além dessas providências, esta Lei tratava das diretrizes para as aplicações dos recursos que o DNER, os Estados e os Municípios deveriam seguir. Trazia também um descritivo do Programa Rodoviário Nacional.

A Lei 4.452, de 5 de novembro de 1.964, assinada pelo Presidente Castello Branco, lançou as bases das políticas de preços e impostos que seriam seguidas ao longo do regime militar, ou mais precisamente, até a Constituição de 1.988. À esta Lei foram introduzidas inúmeras modificações circunstanciais, quase sempre através através do instrumento do Decreto Lei. Em síntese, as alíquotas do

IUCLG de cada derivado eram aplicadas sobre o preço "ex-refinaria" - definido mais adiante.

Na repartição do imposto, a União ficava com 40%, os Estados com 48% e os Municípios com 12%. Todos os três níveis de governo deveriam destinar 89% dos recursos arrecadados com o Fundo Rodoviário Nacional, e 11% para a capitalização da Rede Ferroviária Nacional - RFFSA. Esta Lei também trazia as diretrizes para estes investimentos.

O artigo 13 atribuía ao CNP a responsabilidade pela fixação dos preços ao consumidor, devendo ser adicionado ao preço "ex-refinaria", além do IUCLG, duas parcelas: a de custo de distribuição e revenda e a denominada "outros custos". Este artigo será reproduzido mais adiante, dada sua importância para a estrutura de preços dos derivados. Além disso, ele sofreu, ao longo dos anos, diversas alterações de redação, pelas quais foram introduzidos autênticos "impostos" sobre os derivados.

A primeira alteração significativa da Lei 4.452/64 surgiu com o Decreto Lei 61, de 21 de novembro de 1.966. Além da alteração da base de cálculo do IUCLG, foi determinada a seguinte aplicação compulsória do imposto:

9,4% - aumento de capital da RFFSA;

14,4% - aumento do capital da Petrobrás;

76,2% - investimento em programas rodoviários através do FRN.

Foram feitos ajustes nas diretrizes de investimentos das receitas resultantes do IUCLG para fins dos programas rodoviário e ferroviário. A Petrobrás voltou a ser capitalizada com o resultado do IUCLG. Também foi estabelecido o preço de realização da refinaria que, somado ao IUCLG, determinava o preço "ex-refinaria". Todavia, a alteração mais importante foi sobre a base de cálculo do imposto, que passou a ser o custo CIF médio da unidade de volume de petróleo importado no trimestre anterior, convertido à taxa de câmbio prevista para o período de vigência dos novos preços. Para cada um dos derivados foi estabelecida uma alíquota a ser multiplicada pelo custo CIF médio. Este modelo perdurou até 1.985. Esta Lei ainda facultava ao Poder Executivo alterar em até 20% as alíquotas estabelecidas, assim como modificar a distribuição das aplicações vinculadas às receitas obtidas.

Um ano depois, em consequência da Constituição de 1.967, o Decreto Lei 343, de 28 de dezembro de 1.967, assinado pelo Presidente Costa e Silva, alterou a distribuição das receitas do IUCLG, conforme apresentado:

8% - capitalização da RFFSA;

12,5% - capitalização da Petrobrás;

39,5 % - Departamento Nacional de Estradas de Rodagem (DNER);

32% - Estados e Distrito Federal;

8% - Municípios.

Ao mesmo tempo em que a participação dos Estados e Municípios foi reduzida de 60% para 40%, eles ficaram desobrigados de aplicação junto à RFFSA. Entretanto, continuaram obrigados a investir na Petrobrás (artigo 53, Lei 2.004/53) e em programas rodoviários, ainda dentro do Fundo Rodoviário Nacional.

Em 1.969, através do Decreto-Lei 555, de 25 de abril de 1.969, a destinação de 12,5% do IUCLG para a capitalização da Petrobrás foi reduzido para 12%. Com isso, 0,2% foi destinado ao Ministério das Minas e Energia e 0,3% ao Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM. Neste mesmo ano, através do Decreto Lei 999, de 21 de outubro de 1.969, a Junta Militar criou a Taxa Rodoviária Única, um tributo que era cobrado de diferentes formas pelos Estados e Municípios, que passou a competência única do governo federal.

Logo em seguida, pelo Decreto Lei 1.091, de 12 de março de 1.970, assinado pelo Presidente Médici, as alíquotas do IUCLG foram alteradas, mantendo-se a mesma base de cálculo, ou seja, o custo CIF médio da unidade de volume de petróleo importado. A repartição auferida passou a ser vinculada da seguinte forma:

- 8% - Fundo Federal de Desenvolvimento Ferroviário,
- 8% - capitalização da Petrobrás,
- 39,5% - DNER,
- 32% - Estados e DF,
- 8% - Municípios,
- 0,2% - MME,
- 1,3% - DNPM,
- 1% - Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN,
- 2% - Ministério da Aeronáutica - Plano Aeroviário Nacional,

Pela primeira vez foi acrescentada mais uma parcela ao mencionado artigo 13 da Lei 4.452/64.

Em 1.972, através do Decreto Lei 1.221, de 15 de maio de 1.972, o Presidente Médici estabeleceu que a parcela de 8% destinada à capitalização da Petrobrás passaria a ser de 5%, ficando os restantes 3%, obrigatoriamente, destinados às aplicações em pesquisas geológicas de petróleo em território nacional. De novo, alterou-se o artigo 13 da Lei 4.452/64. O Decreto Lei 1.264, de 1 de março de 1.973, reduziu o percentual de capitalização da Petrobrás de 5% para 4%, exclusivamente durante o ano de 1.973, para a construção de edifícios em Brasília.

A primeira resposta à crise de preços e abastecimento de petróleo em 1.973 foi a edição do Decreto Lei 1.296, de 26 de dezembro de 1.973. Com ele, foi determinada substancial redução das alíquotas dos derivados sobre os quais incidia o custo CIF médio de volume de petróleo importado. Na esteira do primeiro choque de petróleo, o Presidente Geisel viu-se obrigado a adotar nova

redução de alíquotas, conforme estabelecido pelo Decreto Lei 1.340, de 22 de agosto de 1.974.

Neste mesmo ano, através da Lei 6.093, de 29 de agosto de 1.974, foi lançado o I PND - Programa Nacional de Desenvolvimento. Tratava-se de um programa de desenvolvimento de infra-estrutura: transportes, energia e comunicações. A parte da União do IUCLG passou a integrar o Fundo Nacional de Desenvolvimento. Os Estados e Municípios foram autorizados a destinarem parte de suas participações no imposto para Fundos de Desenvolvimento Estaduais.

Cerca de um ano depois, através do Decreto Lei 1.420, de 9 de outubro de 1.975, as alíquotas voltaram a subir moderadamente a partir de 1/1/76. Ainda neste ano de 1.975, o já mencionado artigo 13 da Lei 4.452/64 sofreu mais duas alterações de redação, ditadas pelo Decreto Lei 1.387, de 7 de janeiro de 1.975, e pelo Decreto Lei 1.420. Aliás, este último determinou ainda que, os Estados e Municípios aplicassem 20% das receitas vinculadas ao IUCLG em programas de transporte coletivo.

Ainda em 1.975, o álcool anidro para adição à gasolina automotiva seria tributado a uma alíquota de 5% sobre o preço fixado pelo IAA - Instituto do Alcool e Açúcar. Foi concedida isenção até 1.979, pelo Decreto Lei 1.409, de 11 de julho de 1.975.

Em 1.976, pela primeira vez, o sistema previdenciário passa a receber contribuição do setor energético. O Decreto Lei 1.505, de 23 de dezembro de 1.976, estabeleceu que uma parcela de 6% do preço "ex-refinaria" da gasolina A, incidente sobre todos os combustíveis automotivos, seria recolhido pelas refinarias ao Fundo de Liquidez da Previdência Social.

Novas alterações de redação ao artigo 13 da Lei 4.452/64 foram introduzidas pelo Decreto Lei 1.490, de 30 de novembro de 1.976, e pelo Decreto Lei 1.599, de 30 de dezembro de 1.977. Este último, aliás, alterou a formulação da obtenção do preço de realização da refinaria, estabelecida pelo Decreto Lei 61/66.

Os alcoóis etílico e metílico tiveram fixadas a alíquota de 5% para efeitos do IUCLG pelo Decreto Lei 1.631, de 2 de agosto de 1.978, com direito a isenção até o final de 1.979. Com o segundo choque do petróleo, a isenção do IUCLG foi prorrogada até 1.985, pelo Decreto Lei 1.960, de 1 de agosto de 1.979, assinado pelo Presidente João Figueiredo.

Imediatamente a seguir, pelo Decreto Lei 1.691, de 2 de agosto de 1.979, as alíquotas do IUCLG foram drasticamente reduzidas, e nova redação foi dada ao artigo 13 da Lei 4.452/64. Este mesmo Decreto Lei alterou profundamente a Taxa Rodoviária Única, criada pelo Decreto Lei 999/69. Ficou estabelecida a seguinte distribuição da TRU:



45% - Estados, DF e Municípios;

26% - União;

17% - DNER;

12% - Fundo de Desenvolvimento de Transporte Urbanos (Lei 6.261).

Os Estados e Municípios ficaram obrigados a destinar pelo menos 36% de suas quotas a programas de mobilização energética, especialmente com gastos em conservação, melhoramentos e sinalização de vias públicas.

Dentro do turbilhão do segundo choque do petróleo, este Decreto Lei promoveu uma dramática redução das alíquotas do IUCLG. Ao mesmo tempo, o artigo 13 da Lei 4.452/64 foi profundamente alterado, inclusive com a criação do Fundo Especial de Reajuste de Estruturas de Preços dos Combustíveis e Lubrificantes, detalhado mais adiante.

A última alteração significativa do IUCLG ocorrida antes da Constituição de 1.988 foi introduzida pela Lei 7.451, de 26 de dezembro de 1.985, assinada pelo Presidente José Sarney. Com ela, o IUCLG passou a ser calculado sobre o preço de venda dos produtos, com alíquotas específicas para cada derivado. A parcela atribuída à União, referente a arrecadação com gasolina automotiva, óleo diesel e álcool carburante, ficou inteiramente vinculada ao Fundo Rodoviário Nacional.

Em síntese:

Lei 2.975, de 27 de novembro de 1.956 - alíquotas incidentes sobre produtos importados: *ad valorem* calculado sobre o custo CIF médio efetivo das importações realizadas com conversão cambial à taxa oficial acrescida de uma sobretaxa única. Para produtos nacionais as alíquotas serão equivalentes a 3/4 dos importados (gasolinas, GAV, GLP) e 1/2 para os demais produtos.

Lei 4.452, de 5 de novembro de 1.964 - *ad valorem* calculado sobre o preço ex-refinaria no caso de refinados ou sobre o custo CIF médio da importação. O preço ex-refinaria de cada derivado é obtido por multiplicação de coeficientes específicos pelo custo CIF médio em moeda nacional do petróleo bruto importado no trimestre anterior, com conversão cambial à taxa prevista para o período de vigência dos novos preços. Vide mais adiante o detalhamento do preço ex-refinaria.

Decreto Lei 61, de 21 de novembro de 1.966 - as alíquotas são calculadas sobre o custo CIF, em moeda nacional, da unidade de volume do petróleo bruto importado, qualquer que seja a procedência dos derivados. O custo será apurado pela média ponderada do trimestre anterior, com conversão cambial à taxa prevista para o período de vigência dos preços. •

Decreto Lei 343, de 28 de dezembro de 1.967 - aumenta todas as alíquotas estabelecidas pelo Dec. Lei 61/66 em 20%.

Decreto Lei 1.091, de 12 de março de 1.970 - idem ao Dec. Lei 61/66.



Decreto Lei 1.296, de 26 de dezembro de 1.973 - idem ao Dec. Lei 61/66.

Decreto Lei 1.340, de 22 de agosto de 1.974 - idem ao Dec. Lei 61/66.

Decreto Lei 1.420, de 9 de outubro de 1.975 - idem ao Dec. Lei 61/66.

Decreto Lei 1.691, de 2 de agosto de 1.979 - idem ao Dec. Lei 61/66.

Decreto Lei 1.785, de 13 de maio de 1.980 - fixa o custo CIF do petróleo importado vigente em 31/01/80 em Cr\$ 7,87/litro. As correções passaram a ser anuais e em função da variação da ORTN - Obrigações Reajustáveis do Tesouro Nacional.

Lei 7.451, de 26 de dezembro de 1.985 - imposto calculado pela aplicação das alíquotas sobre os preços de venda, *ad valorem*.

Tabela 3.1 Alíquotas do IUCLG (%)
Imposto Único sobre Lubrificantes e Combustíveis Líquidos e Gasosos

	Petr. Imp	Petr. Nac	Gas. "A"	Gas. "B"	Oleo Diesel	Oleo Comb.	GLP	GAV	QAV
Lei 2975 ⁽¹⁾	isento	isento	150	200	55	50	80	65	-
Lei 4452 ⁽²⁾	20	6	128	188	80	20	25	150	-
DL 61 ⁽³⁾	-	-	347	400	271	8,5	87	323	270
DL 1091	-	-	320,4	369,2	250,2	isento	80,3	298,1	249,2
DL 1296	-	-	128,2	187,2	65,1	isento	28,9	107,3	89,7
DL 1340	-	-	70	102	36	isento	15	60	50
DL 1420	-	-	140	200	50	isento	20	120	100
DL 1691	-	-	73	104	26	isento	10	62	52
DL 1785	-	-	29	41	6,5	0	4	0	0
Lei 7451	-	-	10		5 ^{***}	0	2,1	0	0

(1) sobre o custo CIF do produto importado

(2) sobre o preço "ex-refinaria",

(3) sobre o custo CIF médio do petróleo importado.

3.4 Estrutura de preços dos derivados de petróleo antes das reformas

Até o final da década de 50, os derivados de petróleo eram quase todos importados. Um dos primeiros esboços de uma política de preços foi estabelecido pela Lei 4.452, de 5 de novembro de 1.964. Por ela foi definido o preço "ex-refinaria" para cada derivado sobre os quais incidiam as alíquotas do IUCLG. Estes preços eram obtidos pela aplicação dos coeficientes abaixo sobre o custo CIF por unidade de volume do petróleo importado no trimestre anterior. A taxa de conversão cambial era a prevista para o período de vigência dos novos preços. Cabia ao Conselho Nacional do Petróleo promover reajustes e revisões dos preços "ex-refinaria", inclusive dos coeficientes indicados.

COMBUSTÍVEL	Coefficiente sobre custo CIF do petróleo bruto
Gasolina A	2,20
Gasolina B	2,60
Óleo diesel	2,25
Óleo combustível	1,70
GLP	2,30
GAV	2,15
QAV	1,80
Querosene	1,80
Lubrificantes	5,5 a 7,0

Posteriormente, através do Decreto Lei 61, de 21 de novembro de 1.966, os preços dos derivados "ex-refinaria" foram definidos como os preços de realização da refinaria acrescido do imposto único. Estes preços eram tabelados. Foram estabelecidos quatro grupos de custos, a saber:

Grupo 1 - custos em função dos preços do mercado internacional do petróleo bruto e outros materiais de consumo importados, e à taxa de câmbio;

Grupo 2 - custos em função das despesas com pessoal;

Grupo 3 - custos variáveis com a conjuntura interna de preços do país;

Grupo 4 - depreciação, amortização e remuneração dos capitais investidos.

Para cada um destes grupos foi estabelecido um peso percentual, a saber:

Grupo 1	74,3%,
Grupo 2	9,2%,
Grupo 3	12,7%,
Grupo 4	3,8%.

Foi estabelecido o preço de Cr\$ 52,44/litro de gasolina A, a qual recebeu um índice 100. Os demais derivados tiveram seus preços obtidos a partir da gasolina, com os seguintes índices:

GLP	105,
Gasolina B	118,
Querosene	135,
Óleo diesel	100,
Óleo combustível	72.

Foram estabelecidos critérios de reajustes para cada um dos quatro grupos de custos, assim como a periodicidade de aplicação, sempre sob a responsabilidade do CNP. Foi proibido promover reajustes em intervalos inferiores a três meses. Havia liberdade para o CNP alterar estes índices sempre que julgasse necessário.

Como já mencionado, o Decreto Lei 1.505/76, introduziu uma parcela de 6% sobre o preço "ex-refinaria" da gasolina A sobre todos os combustíveis automotivos para o Fundo de Liquidez da Previdência Social.

Apenas em 1.977 houve alteração desta fórmula de cálculo dos preços de realização da refinaria, através do Decreto Lei 1.599, de 30 de dezembro de 1.977. Foram mantidos os quatro grupos de custos, porém, definiu-se o preço médio ponderado dos produtos das refinaria como igual a Cr\$ 1,6651/litro, tendo como base o barril de petróleo a US\$ 13,6745 e taxa de câmbio de 1 US\$ = Cr\$ 13,365, todos esses valores referenciados em 8/5/77. Depreende-se que o coeficiente médio dos derivados sobre o custo CIF do petróleo importado passou a ser de 1,42. Ao CNP cabia estabelecer os preços dos derivados, tendo que ser atingido o valor médio ponderado estabelecido. Os critérios de reajustes periódicos foram praticamente os mesmos existentes. A composição dos grupos de custos era:

Grupo	Cr\$/l	%
1	1,3150	80
2	0,0671	4
3	0,0898	5,4
4	0,1932	11,6

A Lei 4.452/64 estabeleceu em seu artigo 13 que os preços de venda ao consumidor seriam tabelados pelo CNP. Esses preços deveriam ser os preços "ex-refinaria" (preço de realização da refinaria mais IUCLG) acrescidos de duas parcelas:

I - Custo de distribuição e revenda:

- a) parcela referente às despesas gerais de distribuição;
- b) parcela referente à remuneração patrimonial das empresas que exercem a atividade de distribuição;
- c) parcela de ressarcimento das despesas de transferência de produtos por vias internas;
- d) parcela referente às despesas gerais e à remuneração patrimonial dos postos e estabelecimentos de revenda dos produtos aos consumidores.

II - Outros custos.

Pelo expediente da parcela "outros custos" foram introduzidos ao longo dos anos diversos subsídios cruzados, taxas, fundos e outros itens que caracterizaram verdadeiros tributos. Por esse motivo, a revisão detalhada desses custos merece especial atenção. Uma das mais discutidas parcelas desses "outros custos" resultou na chamada "conta petróleo", com implicações até os dias de hoje.

Eram as seguintes parcelas referentes aos "outros custos" (Lei 4452/64, artigo 13):

- a) as despesas de transferências de produtos por cabotagem, inclusive portuários e correlatos, dos derivados de petróleo tabelados produzidos no país;
- b) a parcela relativa à mistura de álcool anidro às gasolinas automotivas;
- c) a parcela destinada a atender ao ressarcimento das diferenças no valor da importação dos derivados de petróleo, realizadas de acordo com as cotações internacionais e se verificado pelo CNP que o respectivo preço CIF de importação tenha resultado superior ao correspondente preço "ex-refinaria" vigente no país, estabelecido na forma prevista do artigo 2º desta Lei;
- d) a parcela de valor correspondente a 0,2 % dos preços "ex-refinaria" para atender às despesas de fiscalização, administração e atividades técnicas e científicas correlatas, a cargo do Conselho Nacional do Petróleo;
- e) uma parcela adicional no preço de combustível de baixo ponto de fluidez, correspondente a 5% do preço "ex-refinaria";
- f) uma parcela ressarcitiva nos preços dos derivados relativa às diferenças de fretes de transportes de petróleo bruto sobre o valor CIF médio estabelecido para cálculo dos preços, conforme prevê o artigo 2º, quando tais diferenças aferem à margem de lucro das refinarias, reduzindo-a a níveis inferiores aos assegurados pelo CNP, nos termos da legislação vigente;
- g) uma parcela necessária a atribuir aos Estados produtores e equivalente a 6% do valor do petróleo bruto de produção nacional, verificado trimestralmente, nos termos desta Lei, para aplicação de, no mínimo, 80% na construção e pavimentação de estradas de rodagem;
- h) outras parcelas aditivas que vierem a se tornar necessárias, nos termos da legislação vigente e nos limites de competência do CNP.

O Conselho Nacional do Petróleo ficou responsável pela arrecadação desses recursos, mantendo-os em contas bancárias especiais movimentadas pelo próprio Conselho. Os recursos arrecadados pela alínea *e* deveriam ser aplicados pela Petrobrás no financiamento do aparelhamento dos distribuidores, transportadores e consumidores de óleo combustível, para utilização desse produto com alto ponto de fluidez.

O Decreto Lei 61/66 estabeleceu que uma vez plenamente atendida a finalidade da alínea *e* seus saldos seriam incorporados a alínea *h*, a critério do CNP. O Decreto Lei 1.091/70 acrescentou mais uma alínea ao artigo 13 da Lei 4.452/64:

- i) uma parcela sobre o preço de realização dos combustíveis automotivos, do querosene iluminante e GLP, equivalente a 5%, destinada a atribuir recursos à Petrobrás, a título de contribuição especial a ser levada à conta de reserva, para atender a amortização de investimentos em pesquisas de novas reservas nacionais de petróleo bruto.

O Decreto Lei 1.296/73 deu nova redação ao *caput* do artigo 13, sem alterar sua essência. Estaria o CNP cometendo erro de interpretação? Mais uma alínea foi acrescentada pelo Decreto Lei 1.387/75:

- j) uma parcela sobre o preço de realização dos combustíveis automotivos, do querosene iluminante, e do GLP, equivalente a 1%, destinada a atribuir recursos para pesquisas geológicas e tecnológicas de substâncias minerais, especialmente carvão mineral e xisto pirobetuminoso, que será aplicada, metade através do Fundo Nacional de Mineração e metade através da Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, em pesquisas próprias, e financiamento às empresas de mineração, devendo esta metade ser creditada, a um Fundo Financeiro de Pesquisa, segundo dispõe o artigo 25, do Decreto Lei 764/69, e, no caso das pesquisas, convertida em participação acionária da União na CPRM.

No mesmo ano de 1.975, outra parcela foi acrescida pelo Decreto Lei 1.420/75:

- l) uma parcela sobre o preço de realização dos combustíveis automotivos, querosene iluminante e óleos combustíveis destinada a subsidiar a energia de origem nacional, com a finalidade de reduzir a dependência econômica do país em relação a fontes externas de energia, a cargo do Conselho Nacional do Petróleo.

No ano de 1.976, a alínea *m* foi estabelecida pelo Decreto Lei 1.940/76:

- m) uma parcela sobre o preço de realização dos combustíveis e lubrificantes de aviação, destinada a atribuir recursos ao Fundo Aeroviário, de que trata a Lei 5.989/73.

Esta parcela não incidia sobre o consumo da Forças Armadas.

Em 1.979, através do Decreto Lei 1.691/79, alterou-se a redação da alínea *e* e acrescentou-se a alínea *n*.

- e) uma parcela adicional no preço de combustível de baixo ponto de fluidez, correspondente a 3% do preço "ex-refinaria";
n) uma parcela de valor correspondente a 12,5 % do custo CIF do petróleo bruto importado, observadas as normas de que trata o § 1º do artigo 1º do Decreto Lei 61/66, destinada ao financiamento de programas de mobilização energética.

Esta última parcela deveria ser recolhida pelas refinarias à conta do Tesouro Nacional, como receita orçamentária da União. Isto é imposto !

No turbilhão do choque do petróleo de 1.979, o governo modificou completamente a estrutura de preços dos combustíveis, dando nova e complexa redação para o item II do artigo 13 da Lei 4452/64, através do Decreto Lei 1.785, de 13 de maio de 1.980, transcrita abaixo:

II - Outros custos



a) uma parcela fixada pelo Conselho Nacional do Petróleo, a ser recolhida preferencialmente pelas empresas refinadoras, incidente sobre os preços dos derivados de petróleo e álcool carburante, destinado exclusivamente a:

- ressarcimento dos frete de cabotagem e despesas conexas;
- ressarcimento da diferença entre o custo do petróleo importado e o custo CIF médio, base de cálculo do GRUPO I componente de preço de realização;
- ressarcimento das diferenças entre o valor de importação dos derivados de petróleo e o correspondente preço de faturamento vigente no país;
- transferências por rodovias, ferrovias, fluviais, lacustres ou por oleoduto autorizadas pelo Conselho Nacional do Petróleo;
- despesas de transferência, estocagem e comercialização de álcool carburante;
- despesas com subsídio, transporte e comercialização do carvão;
- ressarcimento de outros custos que se tornarem necessários nos termos da legislação vigente e nos limites da competência do Conselho Nacional do Petróleo;
- eventual diferenças de preços de faturamento do álcool em relação ao preço de qualquer derivado de petróleo que venha a ter mistura de álcool;

Todas as despesas referentes a este item *a* foram levadas à conta de um fundo de natureza contábil denominado de Fundo Especial de Reajuste de Estrutura de Preços dos Combustíveis e Lubrificantes, administrado pelo CNP e, portanto, responsável pela autorização dos pagamentos das despesas. O saldo financeiro obtido pela alínea *l* introduzida pelo Decreto Lei 1.420/75 foi incorporado neste Fundo. Também foi determinado que o Fundo repassasse uma determinada quantia para o Programa Nacional do Álcool da parcela relativa às diferenças entre os preços de gasolinas automotivas e do álcool anidro à elas misturados.

Continuando,

b) uma parcela incidente sobre os preços dos combustíveis automotivos, que equivalerá a um percentual de 0,2 % a 0,3 % dos respectivos preços de realização, destinada a atender as despesas de fiscalização, administração e atividades técnicas e científicas correlatas a cargo do Conselho Nacional do Petróleo;

c) uma parcela equivalente até 10% sobre o preço de realização dos combustíveis e lubrificantes de aviação, destinada à execução do Plano Aeroviário Nacional, através do Fundo Aeroviário Nacional;

d) uma parcela incidente sobre o preço da gasolina A, equivalente a 35% do seu preço de realização vigente em janeiro de 1.980, cujos recursos serão destinados da seguinte forma:

I - 81% ao Programa de Mobilização Energética, para aplicação nas seguintes proporções:

1/3 no Programa de Transportes Alternativos para economia de combustíveis, sob a supervisão do Ministério dos Transportes;

1/3 no Programa de Desenvolvimento do Carvão e outras fontes alternativas de energia, sob supervisão do Ministério de Minas e Energia;

1/3 no Programa Nacional do Álcool, sob supervisão do Ministério da Indústria e Comércio.

II - 4,1% à Petrobrás, a serem aplicados em pesquisas pioneiras na plataforma continental brasileira e na extração do óleo de xisto;

III - 4,5% à Eletrobrás, para aplicação em novas tecnologias do setor de energia elétrica;

IV - 7,5% à Nuclebrás, para aplicação em atividade de pesquisa e desenvolvimento de minérios nucleares, na pesquisa e desenvolvimento de tecnologia nuclear e na implantação de unidades do ciclo do combustível nuclear;

V - 0,5% à Comissão Nacional de Energia Nuclear, para aplicação em atividades de pesquisa nuclear básica;

VI - 1,4% ao Fundo Nacional de Mineração;

VII - 1,4% para a Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, destinados a atribuir recursos para pesquisas geológicas e tecnológicas de substâncias minerais, especialmente carvão mineral e xisto pirobetuminoso.

Os recursos relativos aos itens *b*, *c*, *d* eram recolhidos à conta do Tesouro Nacional como receita orçamentária da União para posterior transferência aos órgãos beneficiados. O CNP foi autorizado a atribuir parcelas compensatórias sobre outros produtos caso a arrecadação sobre a gasolina A, para manutenção do nível original de arrecadação. Também foi estabelecido que a diferença entre o custo do petróleo bruto importado e o preço do petróleo bruto nacional seria recolhido pela Petrobrás ao Fundo de Reajuste de Estrutura de Preços dos Combustíveis e Lubrificantes, após dedução de 6% do custo do petróleo nacional para transferência aos Estados e Municípios.

A partir deste Decreto Lei, as decisões do CNP sobre a fixação dos preços deveriam ser homologadas pela Secretaria de Planejamento da Presidência da República.

A tabela 3.2 mostra a evolução da arrecadação do IUEE e do IUCLG ao longo dos anos, com base nos Anuários Estatísticos do INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. Deve-se ter em mente que a moeda brasileira sofreu inúmeras reformas ao longo dos anos. O único objetivo é mostrar o valor relativo da arrecadação desses impostos em relação a arrecadação total da União e dos Estados.



Tabela 3.2 IUEE e IUCLG

(Valores correntes arrecadados)

ANO	IUCLG	% IUCLG	IUEE	% IUEE	IUCLG+IUEE	IMP. UNIÃO	IMP. ESTADOS	Est/União
1957	-	-	1.196.655	1,64	-	72.936.460	-	
1958	-	-	1.387.419	1,36	-	101.997.727	-	
1959	-	-	1.485.128	1,06	-	140.181.955	-	
1962	-	-	2.167	0,49	-	444.152	-	
1963	-	-	11.937	1,41	-	845.759	-	
1964	-	-	32.619	1,90	-	1.717.655	-	
1967	-	-	104.901	5,18	-	2.026.505	-	
1968	1.597.257	16,05	157.163	1,58	17,63	9.951.648	8.312.364	0,84
1969	2.288.771	15,89	233.317	1,62	17,51	14.400.935	-	
1970	2.852.535	15,68	449.622	2,47	18,16	18.187.512	13.723.577	0,75
1971	3.669.874	15,14	603.490	2,49	17,63	24.235.016	16.761.978	0,69
1972	4.573.056	13,13	1.073.660	3,08	16,22	34.820.842	22.100.145	0,63
1973	5.556.280	11,41	1.543.425	3,17	14,57	48.714.029	31.368.690	0,64
1974	6.671.977	10,08	1.975.263	2,99	13,07	66.172.735	42.574.048	0,64
1975	8.255.414	9,44	2.721.473	3,11	12,56	87.426.816	56.720.158	0,65
1976	24.070.978	16,63	4.179.537	2,89	19,52	144.743.012	80.574.898	0,56
1979	52.572.485	10,86	14.248.859	2,94	13,80	484.143.036	298.065.799	0,62
1980	48.302	5,29	26.801	2,93	8,22	913.416	607.455	0,67
1981	60.140	3,36	60.575	3,38	6,74	1.790.023	1.194.843	0,67
1982	111.545	3,07	127.375	3,50	6,57	3.634.202	2.515.129	0,69
1985	1.507.905	1,43	2.792.951	2,64	4,07	105.596.226	-	
1986	3.535.395	1,22	7.860.433	2,72	3,94	288.878.694	-	
1987	29.389.566	3,43	19.465.760	2,27	5,70	857.714.923	-	
1988	226.613	3,48	126.332	1,94	5,43	6.503.470	-	
1989	255.381	0,31	227.740	0,28	0,59	82.128.139	-	
1990	3.579	0,00	64.420	0,00	0,00	2.676.753.940	-	

4 A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO

4.1 A base legal das reformas do setor elétrico

Logo no título III da Constituição - "Da Organização do Estado", são estabelecidos alguns princípios fundamentais sobre o setor elétrico. Os potenciais de energia hidráulica, assim como os recursos minerais, inclusive os do subsolo pertencem à União. Compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, permissão ou concessão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água. Além disso, legislar sobre energia é competência privativa da União, assim como as atividades nucleares de qualquer natureza.

Art. 21 Compete à União:

(...)

XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

(...)

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos;

(...)

XXIII - explorar os serviços e instalações nucleares de qualquer natureza e exercer o monopólio estatal sobre a pesquisa, a lavra, o enriquecimento e respectivo reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios nucleares e seus derivados, atendidos os seguintes princípios e condições:

Art.22 Compete privativamente à União legislar sobre:

(...)

IV - águas, energia, informática, telecomunicações e radiodifusão;

(...)

VII - jazidas, minas, outros recursos minerais e metalurgia;

(...)

XXVI - atividades nucleares de qualquer natureza;

Pelo exposto, dúvidas não restam a respeito da propriedade da União sobre as fontes primárias para geração de energia elétrica, isto é, energia hidráulica, carvão e combustível nuclear, sendo que esta última é monopólio da União. Também é cristalina a competência a União pela exploração dos serviços e instalações de energia elétrica. Portanto, esses serviços enquadram-se como

serviços de natureza pública. A respeito, a matéria volta a ser abordada pela Constituição, dessa vez no título VII - " Da Ordem Econômica e Financeira".

Art. 175 Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato, e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão e permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - a política tarifária;

IV - a obrigação de manter serviço adequado.

Art. 176 As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.

§1º A pesquisa e a lavra de recursos minerais e o aproveitamento dos potenciais a que se refere o caput deste artigo somente poderão ser efetuados mediante autorização ou concessão da União, no interesse nacional, por brasileiros ou empresas constituídas sob as leis brasileiras que tenham sua sede e administração no país, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira e terras indígenas. (redação dada pela Emenda Constitucional nº 6, de 15/8/95).

(...)

§4º Não dependerá de autorização, ou concessão, o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida.

Quando for abordada a questão de compensação e royalties, serão propostas sugestões para o difícil problema de exploração de energia hidráulica e outras atividades em terras indígenas. Ainda não existe lei que regule esta questão (outubro de 2.000).

Este artigo 176 é complementado pelo artigo 44 do "Ato das Disposições Constitucionais Transitórias".

Art. 44 As atuais empresas brasileiras titulares de autorização de pesquisa, concessão de lavra de recursos minerais e de aproveitamento de potenciais de energia hidráulica em vigor, terão quatro anos, a partir da promulgação da Constituição, para cumprir os requisitos do art. 176, §1º.

(...)

§2º Ficarão também dispensados do cumprimento do disposto no art. 176, §1º, as empresas brasileiras titulares de concessão de energia hidráulica para uso em seu processo de industrialização.

A Emenda Constitucional nº 19, de 4/6/98, permitiu a federalização de muitas distribuidoras de energia elétrica, alterando a redação do artigo 241 do título IX - " Das Disposições Constitucionais Gerais".

Art. 241 A União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios disciplinarão por meio de lei os consórcios públicos e os convênios de cooperação entre os entes federados, autorizando a gestão associada de serviços públicos, bem como a transferência total ou parcial de encargos, serviços, pessoal e bens associados à continuidade dos serviços transferidos.

Além disso, a mesma Emenda nº 19, ainda estabeleceu a obrigação da elaboração de lei para defesa do usuário de serviços públicos.

Art. 19 O Congresso Nacional, dentro de 120 (cento e vinte) dias da promulgação desta Emenda, elaborará lei de defesa do usuário de serviços públicos.

Antes de prosseguir, é de todo conveniente uma abordagem expedita do conceito de serviço público. A literatura jurídica é de enorme amplitude sobre esse tema. Para este trabalho, os ensinamentos de Meirelles (1.998) e Mukai (1.998) são mais que suficientes.

Para Hely Lopes Meirelles (1.998) o conceito de serviço público pode ser resumido como segue:

"Serviço público é todo aquele prestado pela Administração ou por seus delegados, sob normas e controles estatais, para satisfazer necessidades essenciais ou secundárias da coletividade ou simples conveniência do Estado."

Toshio Mukai (1.998) ao apresentar serviços públicos propriamente ditos de serviços públicos comerciais ou industriais, assim se expressa:

"Assim, serviço público industrial ou comercial é aquele que o Estado, ao elegê-lo como tal, exerce-o diretamente ou por interpostas pessoas, e que, por atender a necessidade essencial, ou quase essencial, da coletividade, apresenta um interesse objetivo em sua gestão."

Na mesma obra, Mukai conclui:

"Enfim, o que se pode afirmar em última análise, é que existem certas atividades que, em princípio, não podem e não devem estar à livre disposição e exploração dos particulares: é o que tem se denominado de serviço público."

E, por serem tão importantes para a coletividade, a doutrina concebeu para sua prestação uma série de princípios jurídicos que dominam o serviço público.

Esses princípios são em número de cinco: o da generalidade (igual para todos), o da eficiência (serviço sempre atualizado), o da modicidade (as tarifas devem ser razoáveis), o da cortesia (bom tratamento ao usuário) e o da continuidade (permanente oferecimento do serviço)."

Considerando a importância que a energia elétrica representa para a sociedade de hoje, inclusive com seu caráter de essencialidade, os serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização assumem contornos de serviço público. A Constituição é peremptória sobre a competência da União por sua exploração.

Igualmente, não existem margens para dúvidas quanto à propriedade da União sobre as fontes primárias para sua geração, ou seja, energia hidráulica, gás natural, carvão e energia nuclear, esta última, aliás, é de monopólio da União. Também ficou patente que a utilização de energia hidráulica por empresas brasileiras que a empregam em seus processos industriais estão isentas de autorização ou concessão. O mesmo ocorre com o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida.

Em resumo, a União pode explorar os serviços e instalações diretamente ou transferir para terceiros, mediante autorização, permissão ou concessão.

Na esteira dos dispositivos constitucionais mencionados, foram elaboradas diversas leis ordinárias sobre a matéria. Sobre cinco delas repousam as bases da reestruturação do setor elétrico brasileiro.

Lei nº 8.631, de 4 de março de 1.993

Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.

Em verdade, com esta lei foi dado o início da reforma do setor elétrico brasileiro. Uma síntese dos pontos mais importantes desta lei é dada a seguir:

- Promoveu a chamada desqualização tarifária. Cada concessionário passou a propor sua própria tarifa de fornecimento aos consumidores finais, devidamente homologada pelo poder concedente. As tarifas deveriam cobrir todos os custos do concessionário.
- As tarifas de suprimento também deveriam cobrir todos os custos e serem homologadas pelo poder concedente.
- Estabeleceu fórmulas paramétricas para reajustes e revisões tarifárias através de decreto.
- Os concessionários inadimplentes ou que não tivessem celebrado contrato de suprimento não puderam receber recursos ou garantias da União e por entidades controladas por ela.

- Extinguiu o regime de remuneração garantida e, por consequência, a Conta de Resultados a Compensar (CRC). Permitiu que os saldos credores de CRC fossem transferidos para outras concessionárias para quitação de débitos e compensá-los com ativos da União. Também permitiu à Eletrobrás receber saldos de CRC para quitação de débitos de financiamento e, mais importante, obrigou a União a securitizar saldos remanescentes não compensáveis pela formas acima.
- Estendeu o rateio da conta de consumo de combustíveis (CCC) a todos os concessionários distribuidores.
- Alterou a redação da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1.971, no tocante à RGR (Reserva Global de Reversão), especialmente na forma de cálculo da quota anual de reversão.
- Proibiu a revisão e o reajuste tarifário de concessionários inadimplentes com a RGR, CCC e a compensação financeira pelo pela utilização de recursos hídricos.
- Criou a figura do Conselho de Consumidores dentro das empresas concessionárias de distribuição.

Esta Lei foi regulamentada pelo Decreto nº 774, de 18 de março de 1.993. Por outro lado, a securitização dos saldos remanescentes da Conta de Resultados a Compensar - CRC, só foi regulamentada pela Portaria Interministerial (MF/MME) nº 223, de 01 de julho de 1.995. Publicação do MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (1.999) afirma que, por conta desta securitização houve uma assunção de dívidas pelo Tesouro Nacional de US\$ 26 bilhões.

Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1.995

Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.

Como mencionado no cabeçalho, trata-se da lei que disciplinou o regime de concessão, permissão e autorização para prestação de serviço público em geral. É aplicada particularmente para os serviços de energia elétrica. Mukai (1.998), faz longa análise jurídica desta lei, que é extensiva às concessões, permissões e autorizações promovidas pelos Estados, Distrito Federal e Municípios. A seguir, são apresentadas sínteses de seus 12 capítulos.

- Capítulo I - Das Disposições Preliminares
Determina que suas prescrições sejam acatadas pelos Estados, Distrito Federal e Municípios. Define o que seja poder concedente, concessão de serviços públicos, concessão precedida de obra pública e permissão de serviços públicos. Determina que os serviços serão fiscalizados pelo poder concedente.
- Capítulo II - Do Serviço Adequado

Exige que os serviços sejam prestados em condições que satisfaçam a regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia e modicidade das tarifas.

- **Capítulo III - Dos Direitos e Obrigações dos Usuários**
Além das prescrições óbvias, abre oportunidade para que o usuário escolha livremente o prestador, quando for o caso.
- **Capítulo IV - Da Política Tarifária**
Mostra a preocupação para que a tarifa mantenha o equilíbrio econômico-financeiro do concessionário. Prevê a possibilidade de receitas alternativas pela prestação de outros serviços acessórios pelo concessionário. Possibilita a diferenciação de tarifas para segmentos distintos e diferenciados de usuários.
- **Capítulo V - Da Licitação**
Determina que toda concessão de serviço público será objeto de licitação prévia com observância da legalidade, moralidade, publicidade, igualdade e julgamento por critérios objetivos. Com redação dada pela Lei 9.648/98, estabeleceu os seguintes critérios de licitação: menor tarifa do serviço público a ser prestado, maior oferta de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão, melhor proposta técnica com preço definido no edital ou combinações destes. Fixa normas para os editais, permite formação de consórcios e prevê o ressarcimento pelo vencedor ao poder concedente dos investimentos pretéritos vinculados à concessão.
- **Capítulo VI - Do Contrato de Concessão**
Estabelece as cláusulas essenciais do contrato de concessão. Regulamenta outras questões contratuais, tais como: subconcessão, transferência de concessão ou controle acionário da concessionária.
- **Capítulo VII - Dos Encargos do Poder Concedente**
Declara os encargos do poder concedente, sendo os principais: regulamentar o serviço concedido; fiscalizar a administração, contabilidade, recursos técnicos, econômicos e financeiros das concessionárias; aplicar penalidades e intervir na prestação de serviços; homologar reajustes e proceder à revisão tarifária.
- **Capítulo VIII - Dos Encargos da Concessionária**
Trata da incumbência das concessionárias, sendo as mais importantes a prestação adequada dos serviços, prestar contas da gestão do serviço ao poder concedente e aos usuários e outras bastante óbvias. Surge a novidade que as concessionárias podem promover as desapropriações e servidões autorizadas pelo poder concedente.
- **Capítulo IX - Da Intervenção**
Fixa as normas de intervenção nas concessionárias.
- **Capítulo X - Da Extinção da Concessão**
Define as condições para extinção, encampação e rescisão contratual das concessões, assim como as normas de indenizações, quando for o caso.



- **Capítulo XI - Das Permissões**
Aplicam-se às permissões o disposto para as concessões. A permissão será formalizada mediante um contrato de adesão, que observará, inclusive, a precariedade e a revogabilidade unilateral do contrato pelo poder concedente.
- **Capítulo XII - Disposições Finais e Transitórias**
Estabelece que esta Lei não se aplica para os serviços de radiodifusão sonora e de imagens e sons (Rádio e TV). Consideram válidas as concessões outorgadas anteriormente. Extingue aquelas outorgadas sem licitação na vigência da Constituição de 1.988. Estabelece prazos para retomada de obras paralisadas.

Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1.995

Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.

Após o estabelecimento do regime geral de concessões e permissões de serviços públicos, esta Lei vem cuidar essencialmente dos serviços de energia elétrica. Foi, sem dúvida, o passo mais importante na longa jornada da reestruturação do setor elétrico brasileiro. Merece ser apontado que várias determinações vieram em conseqüência de alterações de redação propiciadas pela Lei 9648/98. Divide-se em quatro capítulos, sendo que o maior deles, capítulo dois, subdivide-se em cinco seções que cuidam do serviço de energia elétrica. Este capítulo dois é de maior interesse para o presente trabalho. É nesta Lei que surgem as figuras do Produtor Independente de Energia, Consumidor Livre, o conceito inicial da Rede Básica de Transmissão, livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e a possibilidade de reestruturação das empresas do setor.

- **Capítulo I - Das Disposições Iniciais.**
Define os serviços sujeitos à concessão ou permissão de competência da União. Entre eles: vias federais; exploração de obras ou serviços federais de barragens, contenções, eclusas, diques e irrigações; estações aduaneiras e terminais alfandegados não instalados em portos e aeroportos e serviços postais. Serviços de transporte de cargas por meio rodoviário e aquaviário, transporte rodoviário e aquaviário de passageiros que não sejam regulares não estão sujeitos à concessões e permissões. É vedado à União, Estados e Municípios executarem obras e serviços públicos sem lei autorizativa, dispensada nos casos de saneamento básico e limpeza urbana e nos casos mencionados nas Constituições Federal e Estaduais e Leis Orgânicas dos Municípios.
- **Capítulo II - Dos Serviços de Energia Elétrica**
Seção I: Das Concessões, Permissões e Autorizações

Define que as concessões para geração de energia elétrica serão outorgadas pelo prazo máximo de 35 anos. Para transmissão e distribuição esse prazo será de 30 anos. Ambos poderão ser prorrogados pelo menos uma vez. Dependem de concessão mediante licitação o aproveitamento de potenciais hidráulicos com potência superior a 1.000 kW destinado ao atendimento de serviço público ou à produção independente de energia elétrica. Para autoprodutores a potência superior a 10.000 kW também depende de concessão. Entre 1.000 e 10.000 kW, basta a autorização. As usinas termelétricas, exceto de origem nuclear, destinadas à produção independente dependem apenas de autorização. Para autoprodutores, a autorização é necessária apenas para potências superiores a 5.000 kW.

Seção II - Do Produtor Independente de Energia Elétrica

O Produtor Independente de Energia (PIE) é a pessoa jurídica ou consórcio que tenha concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco. O PIE pode comercializar sua energia com concessionários de serviços públicos de distribuição, consumidores livres, consumidores integrantes de complexo industrial ou comercial aos quais o PIE forneça vapor de co-geração, conjunto de consumidores em condições ajustadas com o concessionários local. O Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1.996, regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências.

Seção III - Das Opções de Compra de Energia Elétrica por parte dos Consumidores

Estabeleceu um período de transição, de resto já vencido, para que unidades consumidoras com carga superior a 3.000 kW possam contratar seu fornecimento com produtores independentes de energia ou com qualquer concessionário, permissionário ou autorizado energia elétrica do sistema interligado. A partir de 2.003, o poder concedente poderá reduzir este limite de carga. Com isso, surgiu a figura do chamado "consumidor livre". Para o seu atendimento é garantido o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Seção IV - Das Instalações de Transmissão e dos Consórcios de Geração

Lança o conceito de Rede Básica de Transmissão e autoriza a constituição de consórcios empresariais com objetivo de geração de energia elétrica.

Seção V - Da Prorrogação das Concessões Atuais

Fixa as condições para a prorrogação das concessões existentes, inclusive normatizando a retomada de obras paralisadas. Garante a continuidade, sob certas condições, das cooperativas de eletrificação rural.

• Capítulo III - Da Reestruturação dos Serviços Públicos Concedidos

Permite promoção de cisões, fusões, incorporações ou transformações societárias dos concessionários de serviços públicos sob controle direto ou

indireto da União. Estabelece as condições para a privatização de empresas sob controle da União e outorga de nova concessão. Nos casos de privatização de geração, autoriza a alteração da concessão ou autorização para o regime de produtor independente de energia. Permite aos Estados, Distrito Federal e Municípios adotarem as mesmas prescrições.

- **Capítulo IV - Das Disposições Finais**

Permite aos Estados e usuários, sob certas condições, a participarem das fiscalizações das concessionárias. Fixa obrigações às concessionárias que tiverem bens da União revertidos para elas.

Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1.996

Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

Tal como aconteceu com a Lei nº 9.074/95, esta também sofreu várias modificações por conta de nova redação determinada pela Lei nº 9.648/98. Essa Lei é popularmente conhecida como "lei da ANEEL", e se caracteriza por mais um importante passo para a consolidação das reformas do setor. Esta Lei somente foi regulamentada em 6 de outubro de 1.997, com a edição do Decreto nº 2.335 que *constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências*. Sua redação é estruturada em 5 capítulos.

- **Capítulo I - Das Atribuições e da Organização**

A finalidade da Aneel é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. São apontadas todas as incumbências da Aneel visando a regulação e fiscalização. Fixa-se a direção da Aneel, sua forma de atuação e as condições para os ocupantes dos cargos de diretoria. Estabelece a figura do contrato de gestão entre a Aneel e o Poder Executivo.

- **Capítulo II - Das Receitas e Acervo da Autarquia**

São várias as fontes de receitas da autarquia, porém, as principais são os recursos oriundos da cobrança de taxa de fiscalização e repasses da União que lhe são conferidos. São fixadas as fórmulas de cálculo para a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.

- **Capítulo III - Do Regime Econômico e Financeiro das Concessões de Serviço Público de Energia Elétrica**

Estabelece a tarifa para o consumidor final baseada no serviço pelo preço, ou seja, o regime econômico financeiro mediante o qual as tarifas máximas são fixadas no contrato de concessão e em ato específico da Aneel que autorize novos valores, resultantes de reajustes ou revisão. Determina a

obrigatoriedade das concessionárias em realizarem investimentos em obras e instalações que reverterão para a União na extinção do contrato de concessão.

- **Capítulo IV - Da Descentralização das Atividades**
Permite a celebração de convênios com entidades estaduais para o exercício de atividades complementares de regulação e controle, exceto para geração de interesse do sistema interligado e para a rede básica.
- **Capítulo V - Das Disposições Finais e Transitórias**
Estabelece que as licitações para exploração de potenciais hidráulicos serão processadas nas modalidades de concorrência ou de leilão e as concessões serão outorgadas a título oneroso. Fixa como dependente de autorização da Aneel o aproveitamento de pequenas centrais hidroelétricas - PCHs, que devem ter potência entre 1.000 kW e 30.000 kW, destinadas a produtores independentes e à autoprodução. A compra e venda de energia elétrica por agente comercializador, a importação e exportação de energia elétrica, assim como a comercialização temporária e eventual por autoprodutor também serão objeto de autorização pela Aneel. Fixa as normas para a primeira diretoria da Aneel e estabelece seu quadro de pessoal. Transfere todo o acervo do DNAEE, que é extinto.

Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1.998

Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1.961, nº 8.666, de 13 de fevereiro de 1.993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1.995, nº 9.074, de 7 de julho de 1.995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1.996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.

Esta Lei marca a conclusão da base jurídica da reestruturação do setor elétrico. O Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1.998, regulamenta grande parte dos seus mandamentos.

- Permite o Poder Executivo promover a reestruturação com vistas à privatização da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias Centrais Elétricas do Sul do Brasil - ELETROSUL, Centrais Elétricas do Norte do Brasil - ELETRONORTE, Cia. Hidroelétrica do São Francisco - CHESF e Furnas Centrais Elétricas S/A, mediante operações de fusão, incorporação, redução de capital, ou constituição de subsidiárias integrais. As cisões visam separar em empresas distintas as atividades de geração e transmissão. As operações de reestruturação deverão ser autorizadas pelo Conselho Nacional de Desestatização, na forma da Lei 9.491, de 9 de setembro de 1.997.
- Quando da alteração do regime de gerador hídrico de energia elétrica, de serviço público para produtor independente, a nova concessão será outorgada a título oneroso, devendo o concessionário pagar o equivalente a 2,5% da

receita anual que auferir, por cinco anos a contar da celebração do contrato. Até 31 de dezembro de 2.002, esses recursos arrecadados serão destinados de forma idêntica à Reserva Global de Reversão - RGR. A quota anual da RGR ficará extinta a partir desta data.

- A compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados deve ser contratada separadamente do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.
- A compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados passa a ser livre, guardado um período de transição até 2.005. São os chamados contratos iniciais. Entre 1.998 e 2.002 os montantes de energia comercializados entre os agentes serão aqueles estabelecidos pelo planejamento centralizado e determinístico do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos - GCPS. Entre 2.003 e 2.005, esses montantes deverão ser reduzidos em 25% ao ano, sendo livre a contratação do restante. A partir de 2.006, vencido o período de transição, a liberdade será total para as operações de compra e venda.
- As usinas termelétricas que entrarem em operação a partir de 6 de fevereiro de 1.998 não farão jus aos benefícios da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica (CCC). Aquelas que estavam em operação terão esse direito integral até ao final de 2.002. Esse reembolso será extinto até o final de 2.005, de acordo com calendário a ser estabelecido pela Aneel. Esse benefício se estenderá por 15 anos para os sistemas isolados.
- Cria o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, que funcionará conforme as regras do Acordo de Mercado. Toda energia que não seja objeto de contrato bilateral deverá ser comercializada no MAE.
- Cria a figura do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, para a execução das atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão de energia.

4.2 A base legal das reformas do setor de petróleo e gás

Todo petróleo e gás natural disponíveis no Brasil, tanto no continente como na plataforma continental, pertencem à União. Além disso, ela detém o monopólio da pesquisa, lavra, refino, importação e exportação, transporte por dutos e transporte marítimo do petróleo bruto e derivados produzidos no País. As operações com gás natural também constituem-se em monopólio da União.

Reza a Constituição.

Art. 20 São bens da União:

(...)

650
FACULDADE DE ENGENHARIA
DE GUARATINGUETÁ
BIBLIOTECA

V - os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva;

(...)

IX - os recursos minerais, inclusive os do subsolo;

Esta é a única menção ao petróleo no título III da Constituição - " Da Organização do Estado", além daquele já mencionado sobre a necessidade de pagamento de royalties pela sua produção. Com respeito ao gás natural, a Constituição determina:

Art. 25 Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.

(...)

§ 2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para sua regulamentação (redação dada pela Emenda Constitucional nº 5, de 15 de agosto de 1.995).

O tema só volta a ser abordado no título VII - " Da Ordem Econômica e Financeira".

Art. 177 Constituem monopólio da União:

I - a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados.

§1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei (redação dada pela Emenda Constitucional nº 9, de 9 de novembro de 1.995).

§2º A lei a que se refere o §1º disporá sobre:

I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;

II - as condições de contratação;

III - a estrutura e atribuição do órgão regulador do monopólio da União.

§3º A lei disporá sobre o transporte e a utilização materiais radioativos no território nacional.

O "Ato das Disposições Constitucionais Transitórias trata das refinarias privadas existentes anteriormente à Constituição.

Art. 45 Ficam excluídas do monopólio estabelecido pelo art. 177, II, da Constituição Federal as refinarias em funcionamento no País amparadas pelo art. 43 e nas condições do art. 45 da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1.953.

Parágrafo único. Ficam ressalvadas da vedação do art. 177, §1º, os contratos de risco feitos com a Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS), para pesquisa de petróleo que estejam em vigor na data da promulgação da Constituição.

Com respeito à comercialização, o tratamento dado pela Constituição encontra-se no título IX - "Das Disposições Constitucionais Gerais".

Art. 238 A Lei ordenará a venda e revenda de combustíveis derivados de petróleo, álcool carburante e outros combustíveis derivados de matéria primas renováveis, respeitados os princípios desta Constituição.

Na esteira da Constituição vem a chamada "Lei do Petróleo".

Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1.997

Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo.

- Capítulo I - Dos Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional
São traçados os objetivos maiores da política nacional, quais sejam: proteção do meio ambiente, conservação de energia, proteção do consumidor quanto aos preços e qualidade dos produtos, fornecimento de derivados de petróleo em todo território nacional, aumentar a utilização de gás natural, promoção da livre concorrência, atração de investimentos para a produção de energia.
- Capítulo II - Do Conselho Nacional da Política Energética
O Conselho (CNPE) será vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro das Minas e Energia, com a finalidade de propor medidas específicas sobre: assegurar o suprimento de insumos energéticos nas áreas mais remotas do País, quando houver necessidade de subsídios, este deve ser submetido ao Congresso Nacional; estabelecer programas para uso do gás natural, álcool, carvão e energia nuclear e estabelecer diretrizes para importação e exportação de energia.
- Capítulo III - Da Titularidade e do Monopólio do Petróleo e Gás Natural
 - Seção I - Do exercício do monopólio
Reafirma a propriedade constitucional da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos existentes no território

nacional, inclusive mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.

Define as monopólios da União sobre a pesquisa e lavra, refino, importação, exportação, transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional e derivados produzidos no Brasil, bem como o transporte por dutos. Estas atividades poderão exercidas mediante concessão ou autorização por empresas constituídas sob as leis brasileiras e com sede e administração no País. À União compete regular e fiscalizar tais atividades.

- Seção II - Das Definições Técnicas

São definidas vinte e três terminologias técnicas.

- Capítulo IV - Da Agência Nacional do Petróleo

Institui a Agência Nacional do Petróleo- ANP (O Departamento Nacional de Combustíveis - DNC - ficou extinto). Além de fixar a estrutura organizacional, definir a Diretoria, as receitas e acervo da autarquia e a formatação do processo decisório, são fixadas suas atribuições. As mais relevantes são: delimitar blocos para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção; regular os serviços de prospecção; promover as licitações para as concessões mencionadas acima; autorizar as atividades de refino, processamento, transporte, importação e exportação; fiscalizar todas as atividades integrantes da indústria do petróleo; regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional, entre outras.

- Capítulo V - Da Exploração e da Produção

- Seção I - Das Normas Gerais

O acervo técnico sobre as bacias sedimentares brasileiras é considerada parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração. As informações da Petrobrás devem ser repassadas à ANP, mediante remuneração quando vierem a ser utilizadas por interessados.

Os contratos de concessão deverão ser feitos em duas fases: exploração e produção. São estabelecidas algumas diretrizes normativas de contratação.

- Seção II - Das Normas Específicas para as Atividades em Curso

Cuida das condições transitórias do novo modelo em relação à Petrobrás. Determina que a Petrobrás submeta à ANP seu programa de exploração, desenvolvimento e produção. Ratifica os direitos sobre todos os campos da Petrobrás em produção. Autoriza a Petrobrás a continuar seus trabalhos de exploração em blocos que tenha realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração. Fica condicionado o prosseguimento, por um período de três anos, à demonstração da sua

capacidade de investimento. Os blocos que não atendam essas condicionantes poderão ser objeto de licitação para outorga de concessão.

- Seção III - Do Edital de Licitação
- Seção IV - Do Julgamento da Licitação
- Seção V - Do Contrato de Licitação

Fixam as normas para edital, julgamento e contrato das concessões para atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

- Seção VI - Das Participações

É a seção da lei de maior interesse para o presente trabalho. São as seguintes participações governamentais exigidas na exploração e produção do petróleo e gás natural: bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área. Distribui a participação entre órgãos da administração pública federal, além daquelas distribuídas às outras esferas de governo, nos termos da lei.

- Capítulo VI - Do Refino de Petróleo e do Processamento do Gás Natural

Qualquer empresa brasileira, ou consórcio de empresas, poderá submeter à ANP solicitação de autorização para construção e operação de refinarias e unidades de processamento de gás natural. Cabe à ANP estabelecer requisitos técnicos, econômicos e jurídicos.

- Capítulo VII - Do Transporte de Petróleo, Seus Derivados e Gás Natural

Qualquer empresa brasileira, ou consórcio, poderá solicitar autorização à ANP para construção de instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, tanto para suprimento interno como para importação ou exportação. Cabe à ANP estabelecer normas para a habilitação dos interessados.

É facultado a qualquer interessado o uso de dutos de transporte e dos terminais marítimos mediante remuneração adequada ao titular das instalações.

- Capítulo VIII - Da Importação e Exportação de Petróleo, Seus Derivados e Gás Natural

Qualquer empresa brasileira, ou consórcio, poderá solicitar autorização à ANP para exercer a atividade de importação e exportação de petróleo e seus derivados, de gás natural e condensado. O exercício desta atividade observará as diretrizes do CNPE.

- Capítulo IX - Da Petrobrás

Define que a Petrobrás, empresa de economia mista vinculada ao MME, terá o controle acionário mantido pela União e define seus objetivos. Autoriza a Petrobrás e suas subsidiárias a firmar consórcio com outras empresas. A Petrobrás fica autorizada a constituir novas subsidiárias.

- Capítulo X - Das Disposições Finais e Transitórias

- Seção I - Do Período de Transição
Fixou que por um período de três anos a contar da publicação da Lei os reajustes e revisões dos preços dos derivados básicos seriam estabelecidos segundo diretrizes dos Ministérios da Fazenda e das Minas e Energia, sendo que os encargos de subsídios poderão ser considerados nos preços. Foi determinado o levantamento de todos os créditos e débitos entre a União e a Petrobrás, especialmente os relativos à Conta Petróleo.
- Seção II - Das Disposições Finais
Trata da primeira diretoria da ANP, extingue a DNC e revalida os atos praticados pela Petrobrás com terceiros.



5 A ATUAL ESTRUTURA DE PREÇOS

5.1 Estrutura de preços da energia elétrica

Em verdade, as reformas para a reestruturação do setor elétrico brasileiro tiveram tímido início com a edição da Lei 8.631, de 4 de março de 1.993, assinada pelo Presidente Itamar Franco. Esta Lei, entre muitos outros temas, estabeleceu a desigualização tarifária. Até então, as tarifas de fornecimento de energia elétrica eram as mesmas em todo território nacional. Seus valores eram tabelados para cada uma das classes de consumidores. Cabia ao DNAEE definir os valores das tarifas.

A Lei 8.631/93 definiu que os níveis das tarifas de fornecimento de energia elétrica a serem cobradas de consumidores finais seriam propostos pelos concessionários para homologação pelo então DNAEE. Hoje, essa função cabe a ANEEL. Os níveis tarifários deveriam corresponder aos valores necessários para a cobertura do custo do serviço de cada concessionário distribuidor. A matéria foi regulamentada pelo Decreto nº 774, de 18 de março de 1.993.

O custo do serviço deveria ser suficiente para a adequada prestação dos serviços, e eram consideradas as seguintes parcelas:

- a) pessoal e encargos sociais ;
- b) materiais;
- c) serviços de terceiros;
- d) tributos, exclusive o imposto e renda;
- e) despesas gerais;
- f) contribuições e encargos não vinculados à folha de pagamento;
- g) energia elétrica comprada de ITAIPU BINACIONAL;
- h) energia elétrica comprada de outros supridores;
- i) transporte de energia elétrica da ITAIPU BINACIONAL;
- j) quotas de depreciação e amortização;
- k) quotas da Reserva Global de Reversão – RGR;
- l) Compensação Financeira pela utilização de recursos hídricos;
- m) quotas das Contas de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC dos sistemas interligados;
- n) quotas da Conta de Consumo de Combustíveis para os sistemas isolados;
- o) combustíveis utilizados na geração térmica, não reembolsáveis pela CCC;
- p) demais despesas inerentes ao serviço público de energia elétrica, reconhecidos pelo DNAEE;
- q) variação cambial excedente, segundo critérios aprovados pelo DNAEE;
- r) remuneração (não garantida).

As contas CCC surgiram com a Lei 5.899/73, que trata da organização das vendas da energia gerada por Itaipu e das operações interligadas dos sistemas Sul e Sudeste. Sempre que uma usina termelétrica de algum gerador entrasse em operação por determinação do Grupo Coordenador das Operações Interligadas (GCOI), o valor correspondente ao combustível consumido era repassado pela Eletrobrás. Para tanto, todas as empresas distribuidoras deveriam recolher uma quota anual à Eletrobrás, proporcionalmente às suas vendas de energia. Trata-se pois de um mecanismo de rateio do ônus do consumo de combustíveis entre todas as concessionárias dos sistemas interligados. Posteriormente, essa forma de rateio foi estendida para os sistemas interligados do Norte e Nordeste e para os sistemas isolados. Com respeito à CCC – Sistema Isolado, tem-se, em verdade, uma forma de subsídio cruzado, posto que seus encargos recaem sobre todas as empresas de distribuição do País. A Lei 9.648/98 prevê a redução gradual das CCC dos sistemas interligados a partir de 2.002, até sua extinção em 2.005. Usina termelétricas que entraram em operação após fevereiro de 1.998 não têm direito a esse mecanismo. A CCC – Sistema Isolado perdurará por mais 15 anos, a contar de 1.998. Com esta última Lei, as obrigações do GCOI foram transferidas para o ONS – Operador Nacional dos Sistemas Elétricos, mas os recursos ainda são administrados pela Eletrobrás.

As empresas concessionárias prestadoras de serviços de energia elétrica devem recolher quotas anuais para a Reserva Global de Reversão – RGR. Estas reservas constituem um fundo específico administrado pela Eletrobrás. A RGR existe desde a década de 50 e tem por finalidade prover recursos para a reversão ou encampação das concessões cujos contratos prevêem indenização. A Eletrobrás pode utilizar-se desse fundo para conceder empréstimos aos concessionários ou financiar projetos de sua iniciativa objetivando a expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Também é facultado o financiamento de programas de conservação e racionalização de uso da energia elétrica. As quotas anuais a serem recolhidas quase sempre foram de 3% sobre o valor dos investimentos em bens e instalações destinados, direta ou indiretamente, para a prestação dos serviços. A partir de 1.996, esse valor foi reduzido para 2,5%. A Lei 9.648/98 determinou a extinção da RGR ao final do exercício de 2.002. As quotas de amortização foram transferidas para a RGR ao longo dos anos. As quotas para depreciação dos investimentos são aquelas previstas pelos sistemas de contabilidade.

A Lei 8.631/93 estabeleceu que as tarifas poderiam ser reajustadas periodicamente por meio de uma fórmula paramétrica, sempre que houvesse alteração significativa dos parâmetros considerados. O reajuste deveria ser homologado pelo DNAEE, posteriormente pela ANEEL. A revisão tarifária seria feita a cada três anos. Revisão é o processo de aferição que pode originar



alteração dos níveis tarifários na ocorrência de significativas e comprovadas distorções das condições econômicas vigentes à época de sua fixação.

Esta mesma Lei promoveu a extinção do regime de remuneração garantida e, em conseqüência, a Conta de Resultados a Compensar - CRC, bem como a RGG, então denominada como Reserva Nacional de Compensação de Remuneração. Foi permitido um "encontro de contas" com os saldos da CRC, com vistas a quitação de débitos relativos a energia e transporte dos concessionários de distribuição com os agentes supridores. Após o encontro de contas, os detentores de créditos de CRC puderam compensá-los com ativos da União, particularmente com créditos a receber de compromissos adimplidos pela União. Outra decisão importante foi a autorização para a Eletrobrás receber créditos da CRC para compensação de débitos vencidos relativos a financiamentos com ela celebrados. Porém, a ação mais importante foi a autorização dada ao Ministério da Fazenda para securitizar o saldo remanescente da CRC após as compensações determinadas pela Lei. Essa providência foi regulamentada pela Portaria Interministerial nº 223, de 1 de julho de 1.995, dos Ministérios da Fazenda e das Minas e Energia. As concessionárias em dia com suas obrigações puderam converter seus créditos da CRC em créditos securitizados. Tais títulos não vencem juros, mas são corrigidos mensalmente com base no IGP-DI da FGV, com resgate em uma única parcela 10 anos após o contrato. Com isso, houve uma assunção de dívidas pelo governo federal de US\$ 26 bilhões, segundo publicação da Secretaria de Energia do MME (Ministério de Minas e Energia, 1.999).

Logo em seguida, a estrutura tarifária do "serviço pelo custo" foi alterada para o de "serviço pelo preço". Este conceito de tarifa só é aplicável para consumidores cativos. Ao longo das reformas surgiu a figura do consumidor livre, nos termos da Lei 9.074, de 7 de julho de 1.995. Seguem alguns pontos da fundamentação legal.

Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1.995.

Artigo 9º. A tarifa do serviço público concedido será fixado pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas nesta Lei, no edital e no contrato.

§1º A tarifa não será subordinada à legislação específica anterior e somente nos casos expressamente previstos em lei, sua cobrança poderá ser condicionada à existência de serviço público alternativo e gratuito para o usuário.

§2º Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.

§3º Ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a apresentação da proposta, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão da tarifa, para mais ou para menos, conforme o caso.

§4º Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração.

Artigo 10. Sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro.

Artigo 11. No atendimento às peculiaridades de cada serviço público, poderá o poder concedente prever, em favor da concessionária, no edital de licitação, a possibilidade de outras fontes provenientes de receitas alternativas, complementares, acessórias ou de projetos associados, com ou sem exclusividade, com vistas a favorecer a modicidade ds tarifas, observado o disposto no art. 17 desta Lei.

Parágrafo Único. As fontes de receitas previstas neste artigo serão obrigatoriamente consideradas para aferição do inicial equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

(...)

Artigo 13. As tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários.

(...)

Artigo 23. São cláusulas essenciais dos contratos de concessão as relativas:

(...)

IV - ao preço do serviço e aos critérios e procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas;

(...)

Artigo 29. Incumbe ao poder concedente:

(...)

V - homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, ds normas pertinentes e do contrato;

(...)

XI - incentivar a competitividade;

Lei 9.074, de 7 de julho de 1.995

Artigo 12. A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:

I - concessionário de serviço público de energia elétrica;

II - consumidor de energia elétrica, nas condições estabelecidas nos arts. 15 e 16;

III - consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de co-geração;

IV - conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;

V - qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contado da respectiva solicitação.

Parágrafo único. A venda de energia elétrica na forma prevista nos incisos I, IV e V deverá ser exercida a preços sujeitos aos critérios gerais fixados pelo poder concedente.

(...)

Artigo 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

§1º Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado.

§2º Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

§3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no artigo 16.

§4º Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão optar por outro fornecedor após o prazo de trinta e seis meses, contado a partir da data de manifestação formal ao concessionário.

§5º O exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de serviços públicos de energia elétrica que haja perdido mercado.

§6º É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário ou permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.

§7º Os concessionários poderão negociar com os consumidores referidos neste artigo novas condições de fornecimento de energia elétrica, observados os critérios a serem estabelecidos pela Aneel.



Artigo 16. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1.996

Artigo 3º. Além das incumbências prescritas nos arts. 29 e 30 da Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1.995, aplicáveis aos serviços de energia elétrica, compete especialmente à Aneel:

(...)

Artigo 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato de concessão, compreende:

I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1.995;

(...)

Artigo 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:

I - no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública, nos termos da Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1.995;

II - no contrato que prorrogue a concessão existente, nas hipóteses admitidas na Lei 9.074, de 7 de julho de 1.995;

III - no contrato de concessão celebrado em decorrência de desestatização, nos casos indicados no art. 27 da Lei 9.074, de 7 de julho de 1.995;

IV - em ato específico da Aneel, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajustes, nas condições do respectivo contrato.

(...)

Lei 9.648, de 27 de maio de 1.998

Artigo 9º. Para todos os efeitos legais, a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados, deve ser contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Parágrafo Único. Cabe à Aneel regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica por concessionário, permissionário e autorizado, bem como pelos consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei 9.074, de 7 de julho de 1.995.

Artigo 10. Passa a ser de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, observados os seguintes prazos e demais condições de transição:

(...)

§2º Sem prejuízo do disposto no caput, a Aneel deverá estabelecer critérios que limitem eventuais repasses do custo da compra de energia elétrica entre concessionários e autorizados para as tarifas de fornecimento aplicáveis aos consumidores finais não abrangidos pelo disposto nos arts. 12, inciso III, 15 e 16 da Lei 9.074, de 7 de julho de 1.995, com vistas a garantir sua modicidade.

(...)

Artigo 12. Observado o disposto no artigo 10, as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados, serão realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, instituído mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados.

§1º Cabe à Aneel definir as regras de participação no MAE, bem como os mecanismos de proteção aos consumidores.

(...)

5.1.1 Consumidor cativo

A Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1.995, dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no artigo 175 da Constituição Federal de 1.988. Ela determinou que as tarifas de concessionárias do serviço público seriam fixadas por ocasião da assinatura do contrato de concessão, não sendo subordinada a qualquer legislação anterior. Os mecanismos de revisão ou reajustes tarifários seriam aqueles previstos nos contratos. A tarifa deveria ser suficiente para assegurar o equilíbrio econômico financeiro da concessão.

A lei de criação da ANEEL, Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1.997, reafirmou o regime tarifário de "serviço pelo preço". Além disso, estabeleceu uma taxa de fiscalização dos serviços de geração, transmissão e distribuição. Os valores dessas taxas deveriam ser deduzidos da quota anual de reversão – RGR. Esta, por sua vez, passou a ser limitada até o máximo de 3% da receita anual do concessionário, mantido o critério anterior para fixação da quota. A RGR continuou sendo compensada na composição da tarifa, assim como o rateio das CCC.

A cada novo contrato de concessão ou permissão, as partes (empresas e poder concedente) reconheciam que as tarifas estabelecidas eram suficientes para a adequada prestação dos serviços e manutenção do equilíbrio econômico e financeiro da concessão. Além das tarifas, os critérios de reajustes e revisões foram estabelecidos nos contratos de concessões e permissões. Aliás, como curiosidade, era este o modelo aplicado no início da indústria de energia elétrica brasileira nas primeiras décadas do século XX, sob o regime liberal da chamada República Velha (1.889 a 1.930).

Uma vez estabelecidas as tarifas nos contratos de concessão, cabe analisar os critérios de reajustes e revisões. Atualmente os reajustes têm periodicidade anual. As revisões geralmente são previstas a cada cinco anos, podendo haver revisão a qualquer momento, desde que hajam alterações significativas nos custos das concessionárias que possam afetar a manutenção de equilíbrio econômico e financeiro dos contratos.

Com vistas aos reajustes tarifários, a receita das concessionárias de distribuição de energia elétrica foram divididas em duas parcelas, a saber:

Parcela A (custos não gerenciáveis pela concessionária): são os chamados encargos intra-setoriais e envolvem a quota da Reserva Global de Reversão (RGR), quota da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Compensação Financeira pela utilização de recursos hídricos e, especialmente, compra de energia e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Parcela B (custos gerenciáveis e remuneração): constitui-se pelo valor remanescente da receita da concessionária, após a dedução da parcela A.

Os custos da parcela A são regulamentados pela Aneel. Em verdade, os encargos intra-setoriais não são pequenos. A título de curiosidade, as quotas CCCs totalizaram quase R\$ 2 bilhões no ano de 2.000. As quotas da RGR para o ano de 2.001 superam um montante de R\$ 850 milhões. A Taxa de Fiscalização em 2001 a ser arrecada dos concessionários de serviço público de energia elétrica supera R\$ 130 milhões. A Compensação Financeira é paga pelas empresas geradoras, cobradas sobre cerca de uma centena de usinas hidroelétricas num montante aproximado de R\$ 600 milhões para o ano de 2.000, incluindo os royalties de Itaipu. As concessionárias já "desverticalizadas" não pagam tais encargos. A Aneel estabelece as quotas cabíveis a cada uma das concessionárias, de acordo com a legislação vigente. É oportuno mencionar que a RGR será extinta a partir de 2.002, assim como as CCCs dos sistemas interligados a partir de 2.005, conforme determina a Lei 9.648, de 27 de maio de 1.998. Por ocasião dos reajustes, esses encargos são repassados integralmente para as tarifas. Grosso modo, eles representam cerca de 5% da receita das concessionárias.

Evidentemente que as principais componentes da parcela A são a aquisição de energia e os encargos pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição. De uma maneira superficial pode-se estimar que a aquisição de energia representa algo entre 50% e 65 % da receita líquida da maioria das concessionárias. Os encargos pelo uso do sistema de T & D oscilam entre 7% e 12% da receita líquida. Em geral as concessionárias disponibilizam suas demonstrações contábeis na Internet, de forma que os interessados não terão dificuldades no levantamento de dados de interesse específico. Os encargos de uso dos sistemas são fixados pela Aneel. Já os preços da energia adquirida estão passando por uma



fase de transição, do preço regulado para o preço estabelecido por um mercado livre e competitivo.

Nesse período de transição do setor elétrico, as concessionárias adquirem energia por meio dos chamados contratos iniciais e bilaterais. Os contratos bilaterais são aqueles livremente negociados entre as concessionárias e as empresas geradoras. Os contratos iniciais são aqueles montantes de energia que as empresas geradoras são obrigadas a entregar para as concessionárias segundo critérios estabelecidos pelos antigos agentes de planejamento do setor elétrico. A partir de 2.005 esses contratos estarão extintos. Os preços da energia negociada sob a égide dos contratos iniciais são fixados pelo poder concedente, isto é, pela Aneel. Também se adquire energia para atendimento do mercado de curto prazo, cujos preços são valorados pelo MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

O repasse dos aumentos de preço da energia para as tarifas é regulamentado pela Resolução Aneel nº 22, de 1 de fevereiro de 2.001. Esta Resolução estabelece um Valor Normativo (R\$/MWh) para cada uma das fontes de geração. Como exemplo, o valor normativo em janeiro de 2.001 era de R\$ 72,35/MWh para fontes de geração competitivas (usinas hidroelétricas) e de R\$ 79,29/MWh para PCHs. Esses valores são corrigidos mensalmente de acordo com uma fórmula paramétrica que leva em consideração a inflação interna, a variação cambial e os preços dos combustíveis. Para os montantes de energia adquiridos através de contratos de curto prazo (MAE), os repasses ficam limitados ao valor normativo da respectiva fonte vigente no mês. O repasse sobre os montantes de energia adquiridos através de contratos bilaterais ficam circunscritos numa faixa entre 0,885 e 1,115 vezes o valor normativo, dependendo do valor da energia adquirida. Em resumo, a Aneel estabelece um teto ligeiramente móvel para o repasse às tarifas do valor da energia livremente negociada. O repasse do valor da energia dos contratos iniciais é integral, bem como os encargos de T & D.

A Parcela B é reajustada pelo IGP-M da FGV. Por ocasião das revisões, pode ser aplicado um fator X, definido pela Aneel para cada concessionária, para ser subtraído ou somado ao IGP-M, para a adequada manutenção do equilíbrio econômico e financeiro do contrato de concessão ou permissão.

Finalmente, obtém-se o Índice de Reajuste Tarifário (IRT) pela fórmula abaixo:

$$IRT = [VPA_1 + VPB_0 (IGPM \pm X)] / RA_0 ,$$

onde:

VPA₁ - valor da parcela A considerando as condições vigentes na data do reajuste e a energia garantida comprada nos doze meses anteriores ao reajuste (mercado de referência),

VPB₀ - valor da parcela B na data do último reajuste,



RA₀ - receita calculada pela aplicação das tarifas vigentes antes do reajuste ao mercado de referência nos doze meses anteriores, exclusive ICMS.

Pode-se acompanhar pelo portal da Aneel os calendários e os valores dos reajustes e revisões de cada uma das 66 concessionárias brasileiras de distribuição de energia elétrica.

A Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2.000, da Aneel, trata das Condições Gerais de Fornecimento Energia Elétrica, além de atualizar e consolidar todas as normas vigentes sobre a matéria. Entre temas de natureza técnica e comercial, ela trata da estruturação tarifária das unidades consumidoras cativas. É uma longa Resolução, cuja redação estende-se por 125 artigos. Hoje, o Brasil conta com mais de 40 milhões de consumidores cativos atendidos em baixa tensão (tensão secundária de distribuição) através de circuitos mono, bi e trifásicos. Pouco mais de 100.000 unidades consumidoras são atendidas em média tensão (tensão primária de distribuição).

5.1.2 Consumidor livre

Por enquanto, são consideradas livres todas as unidades consumidoras com demanda superior a 3 MW atendidas em tensão igual ou superior a 69 kV. Essa demanda pode ser verificada em qualquer segmento horo-sazonal. Em particular, para unidades que tenham sido ligadas após 8 de julho de 1.995, a tensão de atendimento pode ser inferior a 69 kV. Unidades consumidoras com demanda superior a 500 kW, atendidas em qualquer tensão, podem usufruir a condição de livres desde que venham adquirir energia diretamente de PCHs - Pequenas Centrais Hidrelétricas. Estimativas dão conta de que, ao final do ano 2.000, existiam cerca de 1.100 unidades consumidoras brasileiras enquadradas nessa situação.

Há uma expectativa generalizada de que a ANEEL deverá propor a redução da demanda para 1 MW, ou até mesmo 500 kW, como exigência para enquadramento de unidades consumidoras livres. Em consequência, brevemente esse número poderá saltar para cerca de 20.000 unidades.

Em síntese, o consumidor livre pode adquirir seu fornecimento de energia elétrica, no todo ou em parte, de qualquer agente comercializador do sistema elétrico interligado, o que compreende qualquer concessionário de distribuição, produtores independentes de energia, autoprodutores, concessionários de geração ou importadores de energia elétrica. Ele pode, até mesmo, contratar com a sua própria distribuidora local, dentro de condições e preços livremente negociados. Se não exercer esse direito, ele continuará a ser tratado como consumidor cativo, como sempre foi.



As disposições para contratação de energia por parte desses consumidores são estabelecidas pela Resolução nº 264/98, da ANEEL. O contrato de compra e venda de energia elétrica entre as partes é livremente negociado. Para a "entrega" e "recebimento" da energia adquirida, o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição é livre, mediante o pagamento de encargos.

Sob o ponto de vista de regulação, são classificadas como instalações de transmissão de energia elétrica todas as subestações, linhas e barramentos em tensões iguais ou superiores a 230 kV dentro do sistema interligado. Essas instalações constituem a chamada Rede Básica, conforme definido na Resolução nº 433/00, da ANEEL. Todas as atividades de coordenação e controle da operação da transmissão são de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, a exploração das atividades de transmissão passaram a ser consideradas independentes da geração e distribuição. Hoje, existem empresas estabelecidas que exploram esses serviços - *empresas transmissoras*. Além disso, houve a desverticalização das antigas empresas, separando claramente as atividades de geração, transmissão e distribuição.

Uma unidade consumidora classificada como do sub-grupo tarifário A1 ($V \geq 230\text{kV}$) deve conectar-se diretamente à Rede Básica. Existem umas poucas dezenas de unidades livres classificadas como tal e que são muito importantes para o sistema. O maior interesse reside naquelas unidades consumidoras classificadas como pertencentes aos sub-grupos A2, A3 e A3a. Tipicamente conectadas em tensões de 138 kV, 88 kV e 69 kV. Hoje, esses níveis de tensões são enquadrados como de distribuição. Salvo algumas poucas exceções, as instalações nessas tensões são de propriedade das empresas concessionárias de distribuição.

Assim, uma unidade consumidora livre deverá firmar dois contratos com a concessionária de distribuição do local onde ela se encontra instalada, ou seja, Contrato de Conexão (CCD) e Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição (CUSD). Os encargos relativos ao CUSD serão calculados unicamente com base nas demandas contratadas nos horários de ponta e fora de ponta. As tarifas correspondentes são reguladas pela ANEEL e já incluem os custos relativos à transmissão. Os encargos do CCD serão objeto de negociação entre as partes, devendo cobrir os custos incorridos com projeto, construção, equipamentos, medição, operação e manutenção do ponto de conexão. A unidade consumidora é livre para escolher a empresa para projetar e executar suas instalações de conexão, respeitadas as normas técnicas da empresa de distribuição.

O faturamento desses encargos serão realizados pela própria concessionária local em base mensal. A medição do encargo de uso do sistema de distribuição será feito com intervalo de integralização de quinze minutos. As demandas consideradas no cálculo do encargo de uso do sistema serão as



máximas entre os valores medidos e contratados, para cada período tarifário. Considera-se como valor medido, a máxima demanda registrada no período de faturamento. Caso a demanda medida ultrapasse em 5% o valor contratado, em qualquer dos segmentos horários, será aplicada uma penalidade equivalente ao triplo do valor da tarifa, aplicada ao montante de ultrapassagem. A expressão abaixo indica o cálculo do encargo de uso do sistema de distribuição.

$$E_c = T_p \times U_p + T_{fp} \times U_{fp}$$

onde:

T_p e T_{fp} - tarifa de uso do sistema de distribuição na ponta e fora da ponta [R\$/kW],

U_p e U_{fp} - montante de uso na ponta e fora da ponta [kW],

E_c - encargo mensal pelo uso do sistema de distribuição [R\$].

Comparando de maneira simplista o atual sistema com o faturamento de um consumidor cativo do grupo A, com tarifa binomial (energia + demanda), pode-se concluir que houve uma segregação de faturamento entre energia e demanda. Para um consumidor livre, a demanda será contratada obrigatoriamente com a concessionária local. Adiante será visto a questão da energia.

A Resolução nº 281/99, da ANEEL, estabelece as condições gerais de contratação de acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de distribuição. Nesta Resolução são estabelecidas as condições mínimas para o CUSD e para o CCD. //

As concessionárias não podem aplicar quaisquer exigências discricionárias aos consumidores livres. Uma novidade notável é a possibilidade de aplicação de penalidades ao concessionário de distribuição pelo não atendimento dos índices de qualidade (DIC e FIC) estabelecidos contratualmente entre as partes.

O concessionário é obrigado à operação e manutenção do seu sistema elétrico até o ponto de conexão, ligação da unidade consumidora e eventuais outros serviços contratados. Atualmente, as concessionárias têm procurado oferecer uma série de serviços aos seus clientes, entre muito outros, a manutenção da subestação da unidade consumidora.

Para uma melhor informação, a tabela 5.1 mostra os valores das tarifas de uso do sistema de distribuição para as principais distribuidoras da região Sudeste, vigentes em setembro de 2.000.

O consumidor livre poderá contratar o fornecimento de energia com qualquer fornecedor do sistema interligado. Isso significa que a compra de energia poderá ser feita junto à própria concessionária local, qualquer outra concessionária de distribuição, PIEs (Produtores Independentes de Energia), autoprodutores, importadores e comercializadores de energia. O contrato de compra e venda de energia será direta e livremente negociado entre as partes. A

Resolução da ANEEL sobre o matéria exige que sejam observadas, entre outras coisas, as condições de suspensão do fornecimento por inadimplência do consumidor.

Tabela 5.1 - Tarifas de distribuição

Empresa	Tarifa de uso [R\$/kW]							
	138 - 88 kV		69 kV		44 - 30 kV		25 - 2,3 kV	
	T _p	T _{fp}	T _p	T _{fp}	T _p	T _{fp}	T _p	T _{fp}
CEMIG	3,00	0,36	7,03	1,53	10,08	2,89	10,54	3,04
CERJ	4,54	0,67	8,22	1,80	11,11	3,17	11,21	3,20
LIGHT	2,60	0,23	-	-	10,54	2,98	10,80	3,06
ELEKTRO	2,60	0,28	-	-	13,07	3,90	10,63	3,08
ELETROPAULO	1,76	0,09	-	-	10,13	2,92	10,75	3,12
EBE	1,63	0,06	-	-	9,89	2,84	10,11	2,91
CPFL	2,67	0,29	8,27	1,88	-	-	10,75	3,11

Existe a necessidade de contratação independente para as energias assegurada e não-assegurada, anteriormente denominadas como energia garantida e não-garantida. Nesse momento, o interesse maior reside na contratação da energia assegurada. Como já mencionado, as condições e preços são livremente estabelecidos. O objeto único desses contratos é a energia [MWh].

Cabe esclarecer que ao consumidor livre é facultada a participação no MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, cujas operações iniciaram-se em 1 de setembro de 2.000. Em novembro 2.000, apenas cerca de sessenta agentes operavam nesse mercado ainda incipiente. Aproximadamente quarenta distribuidoras, quinze geradoras e menos de uma dezena entre importadores e autoprodutores (alguns "gigantes" como CVRD, CSN e CPM). É possível que outros consumidores livres venham aderir ao MAE com tempo. Por ora, a maioria dos consumidores livres têm buscado contratar seus fornecimentos diretamente com concessionárias de distribuição, portanto, fora do MAE. Estas, por sua vez, contratam seus suprimentos com as geradoras sob a égide das Regras do MAE. Além disso, muitas delas dispõem de montantes de energia obtidos de geração própria desvinculados do MAE, especialmente de PCHs. Por isso, é oportuno um breve exame do funcionamento desse mercado de energia, posto que ele é um balizador de condições e preços.

O MAE é um mercado criativo, sofisticado e ímpar no mundo. Por isso, será feita uma abordagem apenas superficial de suas regras que podem ser de interesse direto dos consumidores. Cumpre esclarecer que as regras do MAE estão fase de implementação, devendo ser plenamente aplicadas a partir de 2.002.

Os contratos bilaterais de compra e venda de energia são livremente negociados entre os agentes, inclusive entre as próprias geradoras. Todos esses

contratos devem ser registrados no MAE. Dadas as condições peculiares do sistema elétrico brasileiro, esses contratos são sazonalizados e modulados, ou seja, os montantes de energia contratados [MWh] são discriminados ao longo dos meses do ano (sazonalização) e ao longo das horas do dia (modulação). As quantidades e os preços são estabelecidos de comum acordo entre as partes. As medições das transações de energia são totalizadas a cada hora (período de apuração). Ao final do mês, quando ocorre a contabilização, todos os montantes verificados que ultrapassarem os valores contratados a cada hora, terão as diferenças entre as quantidades medidas e contratadas valoradas ao preço MAE (*preço spot*). Em síntese, a energia que ultrapassar o montante contratado em cada hora de medição, será cobrada pelo preço MAE daquela hora. Em verdade, o MAE comercializa apenas as diferenças de energia, ou seja, é o chamado mercado residual de energia.

Os preços MAE são diferenciados em razão da localização e dos patamares de carga. Para efeitos de contabilização, existem quatro submercados sujeitos a diferentes preços, a saber: SUL (RS, SC, PR e MS), SUDESTE (SP, RJ, MG, ES, GO e MT), NORTE (PA, TO e MA) e NORDESTE (BA, SE, AL, PE, PB, RN, CE e PI). Esses submercados são estabelecidos pelas restrições existentes de transmissão entre eles, e não pela localização geográfica. É suposto que dentro de um submercado não existam dificuldades de transmissão de energia. Em razão da diversidade hidrológica, a capacidade de oferta dos submercados pode ser diferenciada. Devido às restrições de transmissão, nem toda disponibilidade de um submercado pode ser transferida para outro submercado porventura com capacidade reduzida de geração. Daí a diferenciação de preços.

O conceito de horário de ponta e fora de ponta é substituído pelo de patamares de carga. São considerados três patamares de carga: LEVE, NORMAL e PESADO. Cabe ao ONS, em função da previsão de consumo, definir estes patamares para cada mês. Em tese, os preços são mais elevados para o patamar pesado. As tabelas abaixo mostram a distribuição desses patamares para o mês de setembro de 2.000, apenas a título de ilustração.

Tabela 5.2 - Definição de patamares de carga pelo ONS (set/2000)

Patamar de Carga	2º feira a sábado	domingos e feriados
PESADO	18 às 21 h	-
MÉDIO	7 às 18 h e 21 às 24 h	17 às 22 h
LEVE	0 às 7 h	0 às 17 h e 22 às 24 h



Tabela 5.3 - Totalização do número de horas do mês (feriado em 7/9/00)

Patamar de Carga	2° feira a sábado	domingos e feriados	TOTAL (horas)
PESADO	75	-	75
MÉDIO	350	25	375
LEVE	175	95	270
TOTAL (horas)	600	120	720

Foge ao objetivo deste texto tratar a sofisticada questão da formação de preços do MAE [R\$/MWh]. Porém, de uma maneira grosseiramente simplista, pode-se estimar que os preços MAE situam-se entre duas e cinco vezes o preço médio praticado nos relacionamentos bilaterais diretos entre os agentes, dependendo do submercado, da época do ano e do patamar de carga. Cabe lembrar que a tarifa de ultrapassagem no CUSD é o triplo da tarifa normal. É oportuno esclarecer que as perdas de transmissão devem ser rateadas *vis-a-vis* entre vendedores e compradores. Dentro do MAE, os consumidores estão sujeitos ao pagamento de encargos por uso do sistema, particularmente de penalidades por deficiências de medição.

O preço médio da energia hidrelétrica praticado nos contratos bilaterais, tendo como referência novembro de 2.000, estava por volta de R\$ 38,00/MWh, com valor máximo próximo a R\$ 42,00/MWh e valor mínimo em torno de R\$ 32,00/MWh. Nesse mesmo mês, os preços MAE situavam-se entre R\$ 127,30/MWh e R\$ 149,70/MWh. Por enquanto, esses preços MAE são definidos *ex-ante* (*a priori*), ou seja, são preços previstos antes da ocorrência das operações de produção e consumo, sendo válidos para todo o mês. A partir de 1° de julho de 2.001, esses preços poderão ter base semanal. Espera-se que a partir de 1° de janeiro de 2.002 sejam praticados preços horários (ou semi-horários), com os preços *ex-ante* servindo apenas para orientação do mercado. Para efeitos de contabilização serão praticados os preços *ex-post* (*a posteriori*), isto é, após a concreta realização das operações.

Caso a unidade consumidora produza toda ou parte de sua própria energia, torna-se necessário a celebração de contrato de reserva de capacidade com vistas a aumentar a confiabilidade de seu sistema. Reserva de capacidade é o montante de potência [MW] requerido dos sistemas de transmissão ou distribuição quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica do autoprodutor.

Esta reserva de capacidade deve ser contratada com duração mínima de um ano, entre o autoprodutor e a concessionária de distribuição que atue na sua área. O contrato deve dispor, entre outras coisas, sobre o montante de reserva de

capacidade requerido e o número de horas anuais de uso do sistema de distribuição.

Ainda que a Resolução nº 371/99, da ANEEL, deixe margem para alguma dúvida, entende-se que a energia deva ser valorada ao preço MAE, considerando o submercado, a época do ano e o patamar de carga. Em tese, a energia necessária durante o período de interrupção poderia ser obtida mediante contratos livremente negociados. A unidade consumidora é responsável pelas instalações de medidores específicos.

Pelo uso do sistema de distribuição deverá ser pago à concessionária local um valor mensal calculado pela multiplicação de um fator de uso (D) pelo encargo de uso do sistema de distribuição. O fator de uso é definido pela expressão abaixo.

$$D = \frac{H_p}{1314}$$

onde:

H_p - número anual de horas previstas de uso do sistema.

O valor do pagamento mensal à concessionária local será:

$$V = D \times \{T_p \times U_p + T_{fp} \times U_{fp}\}$$

Se, em determinado mês do período anual contratado, o número de horas de uso acumulado do sistema for superior a H_p ou a frequência de uso for maior que 12, o fator de uso (D) será assumido igual 1,20. Será aplicada a tarifa de ultrapassagem no montante excedente ao contratado.

5.2 A estrutura de preços dos derivados de petróleo

As reformas do setor de petróleo só tiveram início no começo do governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso, com as Emendas Constitucionais nºs 5 e 9, em 1.995. Com relação aos preços dos combustíveis derivados de petróleo, a Lei 9.478/97, estabeleceu:

Artigo 69. Durante um período de transição de, no máximo, trinta e seis meses, contados a partir da publicação desta Lei, os reajustes e revisões dos preços dos derivados básicos de petróleo e do gás natural, praticados pelas refinarias e pelas unidades de processamento, serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia.

Artigo 70. Durante o período de transição de que trata o artigo anterior, a ANP estabelecerá critérios para as importações de petróleo, de seus derivados básicos e de gás natural, os quais serão compatíveis com os critérios de desregulamentação de preços, previstos no mesmo dispositivo.

Artigo 71. Os derivados de petróleo e de gás natural que constituam insumos para a indústria petroquímica terão o tratamento previsto nos arts. 69 e 70, objetivando a competitividade do setor.

(...)

Artigo 73. Até que se esgote o período de transição estabelecido no art. 69, os preços dos derivados básicos praticados pela Petrobrás poderão considerar os encargos resultantes de subsídios incidentes sobre atividades por ela desenvolvidas.

Parágrafo único. À exceção das condições e do prazo estabelecidos no artigo anterior, qualquer subsídio incidente sobre os preços dos derivados básicos, transcorrido o período previsto no art. 69, deverá ser proposto pelo CNPE e submetido à aprovação do Congresso Nacional, nos termos do inciso II do artigo 2º.

Artigo 74. A Secretaria do Tesouro Nacional procederá o levantamento completo de todos os créditos e débitos recíprocos da União e da Petrobrás, abrangendo as diversas contas de obrigações recíprocas e subsídios, inclusive os relativos à denominada Conta Petróleo, Derivados e Álcool, instituída pela Lei 4.452, de 5 de novembro de 1.964, e pela legislação complementar, ressarcindo-se o Tesouro dos dividendos mínimos legais que tiverem sido pagos a menos desde a promulgação da Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1.976.

Parágrafo único. Até que se esgote o período de transição, o saldo credor desse encontro de contas deverá ser liquidado pela parte devedora, ficando facultado à União, caso seja devedora, liquidá-lo em títulos do Tesouro Nacional.

Pouco antes do vencimento do prazo estabelecido pelo artigo 69 da Lei 9.478/97, foi promulgada a Lei 9.990, de 21 de julho de 2.000, que, entre outros temas, deu nova redação ao citado artigo, ampliando o período de transição, conforme segue:

Artigo 69. Durante o período de transição, que se estenderá, no máximo, até 31 de dezembro de 2.001, os reajustes e revisões de preços dos derivados básicos de petróleo e gás natural, praticados pelas unidades produtoras ou de processamento, serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia.

Em verdade, no ano de 1.990, sob a Presidência de Fernando Collor, deu-se início ao "desmonte" da estrutura de preços estabelecido pelo artigo 13 da Lei 4.452/64 e alterações complementares. Na primeira metade da década de 90, as ações nessa direção foram bastante tímidas. Em síntese, procurou-se liberar os

preços nas refinarias de alguns derivados de reduzida expressão no mercado, liberação das margens de distribuição e revenda de alguns produtos de pouca expressão comercial, como por exemplo: lubrificantes, querosene iluminante e resíduos asfálticos, entre outros. Outras medidas que merecem destaque são a eliminação das restrições ao transporte de combustíveis pelos próprios revendedores e eliminação do ressarcimento do frete rodoviário de combustíveis automotivos entre as bases de distribuição e os pontos de revenda, com conseqüente incorporação desses custos aos preços. Era uma discretíssima ação de desqualização.

A partir de 1.995, já sob o governo de Presidente Fernando Henrique Cardoso, os movimentos em busca da desregulamentação ficaram mais intensos com vistas a uma maior flexibilização do regime de controle de preços dos combustíveis. Várias medidas foram tomadas antes da Lei 9.478/97. As mais contundentes foram a liberação das margens de distribuição e revenda para a gasolina e álcool hidratado em seqüência à liberação dos fretes. O mesmo aconteceu com o GLP, porém mantendo um teto controlado para o consumidor final. Também foram estabelecidas fórmulas paramétricas para a fixação de preços de alguns derivados: nafta, asfalto e querosene de aviação. Os preços do álcool anidro nas unidades produtoras foram liberados com incorporação do subsídio ao preço da gasolina. Também houve a redução dos subsídios ao álcool etílico.

O Ministério da Fazenda, através da SECRETARIA DE ACOMPANHAMENTO ECONÔMICO (1.998), publicou extenso trabalho em 30/11/98 intitulado "Medidas estruturais e ajuste nos preços dos derivados básicos de petróleo e combustíveis", onde todas essas medidas são apresentadas em ordem cronológica.

Após a promulgação da Lei 9.478/97, o processo de desregulamentação e flexibilização do regime de controle de preços foi acelerado. Cerca de duas dezenas derivados de petróleo tiveram os preços liberados nas refinarias, entre eles vários solventes, parafinas, aguarrás mineral, propano, butano e outros. Em novembro de 1.997, foram adotadas as seguintes medidas, *ibid.*: eliminação dos subsídios de equalização de fretes de álcool anidro e hidratado; fim das margens internas na estrutura de preços do diesel; início da desqualização dos preços dos óleos combustíveis mediante incorporação de parte dos fretes ao preço e liberação dos preços praticados pelas distribuidoras e transportadores revendedores retalhistas com relação ao diesel vendido diretamente aos grandes consumidores. Essas ações foram estabelecidas pelas Portarias Interministerial MF/MME n^{os} 293, 294, 295 e 296, todas 13 de novembro de 1.997.

Em março de 1.998, o preço de venda do GLP ao consumidor foi liberado nos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro.



A primeira grande alteração da estrutura de preços aconteceu através da Portaria Interministerial MF/MME nº 3, de 27 de julho de 1.998. Foi reiterado o tabelamento dos preços dos derivados básicos nas refinarias. Esses preços foram denominados em certa hora de preços de faturamento nas refinarias. Na realidade, são os preços de realização mais os encargos sociais e a chamada PPE - Parcela de Preço Específica. Os preços de faturamento são os preços de venda às companhias distribuidoras, enquanto os preços de realização são os preços recebidos pelas refinarias. Foram estabelecidos preços para os seguintes derivados: gasolinas automotivas, óleo diesel, gás liqüefeito de petróleo (GLP), querosene da aviação (QAV), óleos combustíveis de alto e baixo teor de enxofre (ATE e BTE) e nafta petroquímica. Esses preços são aplicados nos pontos de entrega determinados pela Agência Nacional de Petróleo, as chamadas bases de distribuição. Os tributos relativos às contribuições sociais ao PIS, PASEP e Cofins estavam inclusos no preço de faturamento. Esta decisão gerou grande polêmica entre os agentes do setor, tendo sido equacionado apenas com a edição da Lei 9.990/2000, como será comentado mais adiante.

No mesmo dia, através da Portaria Interministerial MF/MME nº 4 e 5, foi aplicado o regime de preços liberados para as gasolinas automotivas nas unidades de comércio atacadista e varejista, exceto para os Estados do Acre, Amapá, Roraima e interior do Amazonas, Pará e Rondônia. Permaneceram liberados os preços dos fretes e as margens de distribuição e revenda para as gasolinas. Óleo diesel e GLP continuaram tabelados ao consumidor, todavia, com preços desqualizados em todo território nacional, mediante liberação dos preços de frete e margens de distribuição e revenda.

Ainda no mesmo dia 27 de julho de 1.998, a ANP, através da Portaria nº 110, determinou a extinção dos seguintes ressarcimentos à Petrobrás:

- a) diferença de custo CIF de petróleo bruto importado em relação ao custo CIF médio, adotado na estruturação do grupo I do preço de realização da refinaria;
- b) diferenças cambiais relativas ao petróleo importado;
- c) diferença de custo CIF de derivados de petróleo importado em relação ao preço de realização vigente no País.

A Portaria Interministerial nº 3 estabeleceu que o petróleo bruto também estaria sujeito ao regime de preços liberados.

Apenas como curiosidade, a Portaria Interministerial MF/MA/MME nº 336, de 22 de setembro de 1.999, determinou a realização de auditoria integrada para certificar a regularidade fiscal e exatidão do saldo devedor da Conta Petróleo, Derivados e Álcool, referente ao período anterior a 1 de agosto de 1.992. Aparentemente nem o governo sabia o montante do débito.

Esta mesma Portaria introduziu o reajuste mensal do preço de faturamento e criou a PPE - Parcela de Preço Específica. Esta parcela é obtida para cada produto como segue:



PPE = Preço de Faturamento - Preço de Realização - (Pis+Pasesp+Cofins)

A tabela 5.4 mostra os preços de faturamento em dois momentos do ano 2.000.

Tabela 5.4 - Preços de faturamento

PRODUTOS	Portaria 212 (13/7)	Portaria 417 (22/11)
Gasolina A (R\$/l)	0,9103	0,9949
Gasolina B (R\$/l)	0,9383	1,0415
Gasolina A-Premium (R\$/l)	0,9896	1,0815
Óleo Diesel (R\$/l)	0,4958	0,5503
GLP (R\$/kg)	0,4214	0,4678

inclui Pis/Pasep/Cofins

A Portaria MF/MME nº 3/98 estabeleceu o critério de reajuste, ou atualização, dos preços de realização nas refinarias da Petrobrás. Os reajustes passaram a ser mensais, de acordo com a seguinte fórmula paramétrica:

$$PR(n) = PR(n-1) \times [CM1/CM2] \times [C1/C2]$$

onde:

PR(n) - preço de realização do produto na refinaria no mês (n) de faturamento;

PR(n-1) - preço de realização do produto na refinaria no mês (n-1) anterior;

CM1 - cotação média do produto no mercado US Gulf verificada no período entre os dias 25 do mês (n-2) a 24 do mês (n-1) (*);

CM2 - cotação média do produto no mercado US Gulf verificada no período entre os dias 25 do mês (n-2) a 24 do mês (n-3) (*);

C1 - cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central, no penúltimo dia útil do mês (n-1);

C2 - cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central, no penúltimo dia útil do mês (n-2).

(*) cotações da publicação Platt's.

Em resumo, os reajuste mensais estavam totalmente atrelados às variações dos preços praticados para cada um dos derivados no mercado norte-americano conhecido por "US Gulf" (Golfo do México), considerando a devida correção

cambial. Esta fórmula para reajuste dos preços de realização eram aplicadas aos preços de faturamento nas refinarias do querosene de aviação. Dentro da transparência que sempre marcou a política de preços dos derivados de petróleo no Brasil, a citada Portaria estabeleceu que os reajustes mensais dos preços de faturamento para a nafta petroquímica seriam feitos de acordo com a fórmula paramétrica estabelecida pela "Exposição de Motivos nº 400, de 10 de dezembro de 1.993, aprovada pelo senhor Presidente da República em 14 de janeiro de 1.994".

Em resumo, os reajustes de preços de faturamento nas refinarias produtoras, nos demais produtores e importadores eram estabelecidos através de Portarias conjuntas dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Durante o período de vigência desses preços, os preços de realização eram atualizados mensalmente de acordo com o exposto acima. Em consequência, a parcela de preço específica (PPE) flutuava.

Com os fortes aumentos de preços verificados nos mercados internacionais no segundo semestre de 2.000, especialmente no mercado "US Gulf" norte-americano, os reajustes mensais dos preços de realização foram intensificados. A redução da PPE passou a ser significativa. Tanto é que o Ministério da Fazenda esperava um saldo da PPE para 2.000 de cerca de R\$ 3,6 bilhões, considerando uma arrecadação de R\$ 1,2 bilhões e, na realidade, o ano terminou com uma arrecadação de cerca de R\$ 700 milhões (Ministério da Fazenda, 2.000). O governo tem a expectativa de eliminar o saldo negativo da Conta Petróleo até dezembro de 2.001. Para isso, é preciso uma arrecadação líquida da PPE entre R\$ 3,5 bilhões e R\$ 4,5 bilhões.

Por essa razão, em novembro de 2.000, foi alterada a política de reajustes de preços dos derivados. Os derivados alvo da nova política foram: gasolinas, óleo diesel, GLP e QAV. Os reajustes dos preços de faturamento nas refinarias e demais produtores e importadores passarão a ser trimestrais. Foram fixadas as datas de reajustes para o ano de 2.001, a saber: 6 de abril, 6 de julho e 5 de outubro (5º dia útil do primeiro mês de cada trimestre. Esses reajustes serão feitos em cima dos preços estabelecidos pela Portaria MF/MME nº 417, de 22 de novembro de 2.000.

A parametrização dos reajustes passou a ser baseada no preço do petróleo bruto tipo "Brent", considerando a taxa cambial divulgada pelo Banco Central. A fórmula de reajuste foi estabelecida pela Portaria Interministerial MF/MME nº 02, de 4 de janeiro de 2.001.



$$IR_{\text{comb.}} = \left\{ \frac{IAP}{\left(1 + \frac{RC_{\text{comb}}}{100}\right)} - 1 \right\} \times 100$$

onde:

IR_{comb} - índice de reajuste (%);

RC_{comb} - reajustes efetivamente concedidos para o combustível em análise (%);

$RC_{\text{comb}} = 0\%$, para reajuste de abril de 2.001;

IAP - índice de ajuste padrão:

$$IAP = C_{\text{média}}/P_{\text{referência}}$$

$C_{\text{média}}$ - média das cotações diárias de petróleo:

$$C_{\text{média}} = \frac{\sum (CPBD \times CM)}{n}$$

CPBD - cotação diária do petróleo tipo "Brent (DTD)" entre 1º de janeiro de 2.001 e o último dia do mês imediatamente anterior ao mês de reajuste, de acordo com Platt's Crude Oil Marketwire;

CM - cotação diária de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano divulgada pelo Banco Central, no mesmo período da CPBD.

n - número de dias das publicação da cotação da CPBD até o último dia do mês imediatamente anterior ao reajuste.

$P_{\text{referência}}$ - Preço de referência com vistas a obter o saldo desejado para a PPE, o preço de referência do barril de petróleo em 1º de janeiro de 2.001 foi fixado em R\$ 55,00/barril. No cálculo do índice de reajuste de cada trimestre, IR, serão descontados os aumentos ou reduções ocorridas em trimestres anteriores (RC).

Foi deixada uma brecha para que as autoridades possam optar por índices de reajustes diferenciados. Assim, se o IR for positivo, o aumento de preços de qualquer dos derivados básicos pode ser inferior ao calculado. Se o IR for negativo, a redução de preços somente poderá ser inferior ao IR quando a PPE desse produto tiver sido negativa no trimestre anterior.

Na mesma linha, a Portaria Interministerial MF/MME nº 01, de 4 de janeiro de 2.001, estabeleceu a metodologia de formação de preços do querosene de aviação.

Os preços de realização dos derivados básicos de petróleo nas refinarias da Petrobrás foram ajustados para os valores indicados abaixo, nos termos da Portaria Interministerial MF/MME nº 19, de 16 de janeiro de 2.001.

Tabela 5.5 - Preços de realização

Produto	RS/(l ou kg)
gasolina "A" (l)	0,4429
gasolina "B" (l)	0,4661
gasolina "A premium" (l)	0,5090
óleo diesel (l)	0,4798
GLP (kg)	0,7733
QAV (l)	0,5035

As formas de reajustes dos preços de realização nas refinarias permaneceram inalterados, aliás, foram reafirmados através da Portaria Interministerial MF/MME nº 77, de 14 de abril de 1.999.

Em resumo, a política de preços para combustíveis líquidos e gasosos derivados de petróleo e álcool pode ser assim sintetizada:

- Preço de faturamento tabelado nas refinarias: gasolinas, óleo diesel, GLP, QAV, óleos combustíveis.
- Reajustes dos preços de faturamento com base em fórmulas paramétricas: gasolinas, óleo diesel, GLP e QAV.
- Preço de realização nas refinarias com base em fórmulas paramétricas: gasolinas, óleo diesel, GLP e QAV.
- Liberação de frete e margens de distribuição e revenda: todos os combustíveis citados no item a.
- Tabelamento de preços máximos ao consumidor final: óleo diesel, GLP (exceto em alguns estados) e gasolina e álcool no interior da Amazônia.
- Regime de preços liberados: gasolina, álcool, óleo combustível para grandes consumidores e querosene de aviação (Portaria MF/MME nº 01/2.001).

Como exemplo, segue-se um detalhamento dos preços da gasolina e do álcool hidratado nas bombas, antes da fixação dos novos valores de realização, (Agência Nacional do Petróleo, 2.000).

Tabela 5.6
FORMAÇÃO DO PREÇO-BOMBA DE GASOLINA
Referência 23/11/2.000 - Rio de Janeiro (RJ)
Fonte: Agência Nacional do Petróleo
[RS/litro]

Item	Valor [RS/l]
GASOLINA "A"	
a) Preço de realização - refinaria	0,5088
b) Parcela de preço específica ($b = d - c - a$)	0,2708
c) PIS/PASEP e Cofins	0,2153
d) Preço de faturamento, exclusive ICMS	0,9949
e) Frete dutoviário/cabotagem	0,0039
f) Preço base para apuração de ICMS	0,9988
g) ICMS de refino	0,4281
h) ICMS - substituição tributária (álcool anidro+ D&R)	0,2377
i) Preço de faturamento da gasolina + tributos	1,6646
ÁLCOOL ANIDRO	
j) Preço de aquisição e álcool anidro (destilarias)	0,6879
k) Frete até a base de distribuição	0,0140
l) Custo do álcool na base	0,7019
GASOLINA "C" (80% gas. A + 20% álcool)	
m) Frete da gasolina até a base de distribuição	0
n) Custo da gasolina na base ($n = i + m$)	1,6646
o) Custo da gas. "C" na base de distribuição ($.8 g + .2^a$)	1,4720
q) Frete da base de distribuição ao posto de revenda	0,050 *
r) Margem de distribuição	0,0077
s) CPMF distribuição	0,0045*
t) Preço de faturamento do distribuidor ao revendedor	1,4842
u) Margem de revenda	0,1500*
v) CPMF revenda	0,0045*
x) Preço bomba da gasolina C	1,4880

Tabela 5.7

FORMAÇÃO DE PREÇO-BOMBA DE ÁLCOOL HIDRATADO
Referência 23/11/2.000 - Rio de Janeiro (RJ)
Fonte: Agência Nacional do Petróleo
[RS/litro]

Item	Valor [RS/l]
a) Preço álcool hidratado (destilaria)	0,5468
b) PIS/PASEP e Cofins	0,0301
c) Preço de faturamento, exclusive ICMS	0,5769
d) Frete até a base de distribuição	0,0200
e) Margem de distribuição	0,0500*
f) Frete até o posto revendedor	0,0077
g) ICMS recolhido pela distribuidora	0,3081
h) ICMS - substituição tributária (revenda)	0,0620
i) PIS/PASEP e Cofins	0,0869
j) CPMF distribuição	0,0034
k) Preço de faturamento na base de distribuição	1,1266
l) Margem de revenda	0,1500*
m) CPMF revenda	0,0038
n) Preço bomba de álcool hidratado	1,2800

(*) margens de revenda e de distribuição são livres.

Apenas com o objetivo de registro, a estrutura de comercialização de combustíveis no Brasil é regulamentada pelas seguintes Portarias da ANP:
 Portaria 201/99 - atividade de transportador - revendedor - reatlista (TRR);
 Portaria 202/99 - atividade de distribuição e combustíveis líquidos derivados de petróleo, álcool combustível e outros combustíveis automotivos;
 Portaria 203/99 - atividade de distribuição de gás liquefeito de petróleo (GLP);
 Portaria 116/00 - atividade de revenda varejista de combustível automotivo.

A Petrobras apresentou um fantástico lucro em 2.000, cerca de R\$ 10,15 bilhões. Atrás disso, como pode ser observado da Demonstração de Resultados de 2.000, esteve o preço médio de realização de R\$ 63,33/barril, associado ao aumento de produção nacional. Ao fixar o preço de referência para o início de 2.001 em R\$ 55,00 / barril, possivelmente o lucro da Petrobras não será tão extraordinário. Esse mesmo documento informa que o custo de extração de petróleo (lifting cost) está em US\$ 7,05/barril, considerando a participação

governamental. O custo de refino foi declarado como igual a US\$ 1,07/barril. Ocorre que há um investimento pretérito de pesquisa e exploração e o próprio desenvolvimento da produção. Tudo isso, leva a crer que o custo do barril nacional refinado esteja por volta de US\$ 14,00.

Nesses últimos anos, especialmente a partir de 2.000, quando o Ministério de Minas e Energia lançou o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), muitas atenções voltaram-se para o gás natural. Assim, por conveniência, merece ser abordado sinteticamente a estrutura de preços vigentes para este combustível.

Antes disso, é preciso esclarecer que o gás natural pode ser utilizado por muitos outros consumidores além das usinas termelétricas. Como já visto no Capítulo 4, a distribuição local do gás é de responsabilidade dos Estados. Assim, cabe ao governo federal estabelecer o preço de fornecimento às empresas concessionárias de distribuição. Essa matéria é regulamentada pela Portaria Ministerial nº 3, de 17 de fevereiro de 2.000.

Esse preço é constituído por duas parcelas, uma relativa ao transporte de referência, ou seja, uma tarifa estabelecida pela Agência Nacional do Petróleo, que varia em função dos pontos de entrada e de recepção do gás. A outra parcela corresponde ao preço referencial do gás na entrada do gasoduto de transporte. Essa metodologia só é válida para o gás de produção nacional.

$$P_g = P_{gt} + T_{ref}$$

onde:

P_g - preço do gás no ponto de entrega;

P_{gt} - preço do gás na entrada do gasoduto de transporte;

T_{ref} - tarifa de transporte pelo gasoduto.

Os preços P_{gt} serão atualizados a cada semestre civil, a partir de 1º de abril de 2.000, com base na seguinte fórmula paramétrica:

$$P_{GT} = 0,50 \times P_{GT(ant)} + 0,50 \times P_{GT(0)} \times \left\{ 0,50 \times \frac{F1}{F1_0} + 0,25 \times \frac{F2}{F2_0} + 0,25 \times \frac{F3}{F3_0} \right\} \times \left(\frac{TC}{TC_0} \right)$$

onde:

$P_{GT(ant)}$ - valor de P_{GT} no trimestre civil anterior àquele para o qual se esteja calculando o novo valor de P_{GT} ;

$P_{GT(0)}$ - valor inicial de P_{GT} , igual a R\$ 110,80/mil m³;

TC - média das taxas de câmbio comercial de venda do dólar norte-americano divulgadas pelo Banco Central relativas aos meses (m-4), (m-3), (m-2), sendo m o primeiro mês do trimestre civil para o qual se esteja calculando o novo valor de P_{GT} ;

TC₀ - média das taxas de câmbio comercial do dólar norte-americano, divulgadas pelo Banco Central, no período de junho a agosto de 1.999, inclusive;

F1, F2 e F3 - uma "cesta" de valores de óleos combustíveis (EUA e Europa) definida pelas médias dos preços médios diários das cotações superior e inferior, publicados no "Platt's Oilgram Report, tabela Spot Price Assessments, dos meses (m-4), (m-3) e (m-2), sendo:

F1 - produto designado por Fuel Oil 3,5% Cargoes FOB Med Basis Italy;

F2 - produto designado por Fuel Oil #6 Sulfur 1% US Gulf Coast;

F3 - produto designado por Fuel Oil 1% Sulfur Cargoes FOB NWE;

F1₀, F2₀ e F3₀ - os mesmos F1, F2 e F3, no período de junho a agosto de 1.999.

A tarifa de transporte de referência (T_{ref}) foi estabelecida para o período de abril a junho de 2.000 em R\$ 19,40/mil m³, única para todo o país. Cabe a ANP a regulamentação desta tarifa. O Ministério de Minas e Energia (2.001) disponibiliza em seu portal um estudo intitulado "Política de preços para o gás natural", onde justifica a estrutura adotada.

O Programa Prioritário de Termelétricidade foi estabelecido pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2.000. Este Decreto garantiu o suprimento de gás natural pelo prazo de vinte anos e a aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica por um período igualmente de vinte anos.

A Portaria nº 43, de 25 de fevereiro de 2.000, regulamentou o Decreto citado. Com respeito aos preços, reza o artigo 2º da Portaria:

Artigo 2º Garantir que as usinas termelétricas constantes do programa farão jus às seguintes prerrogativas:

I - garantia pela Petrobras de suprimento de gás natural, por prazo de até vinte anos, ao preço equivalente em reais a US\$ 2,26/MMBtu, na data base de setembro de 1.999, para usinas vinculadas ao sistema elétrico interligado, de acordo com a política de gás natural nacional e de acordo com as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado;

II - garantia de aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de até vinte anos, de acordo com a Resolução nº 233, de 29 de julho de 1.999, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

O Valor Normativo atualmente é regulamentado pela Resolução Aneel nº 22, de 1º de fevereiro de 2.001, comentada mais adiante.

Dadas as dificuldades de "casamento" entre tarifas elétricas em reais, reajustadas anualmente, e o preço em dólar do gás natural, o artigo 2º da Portaria MME 43/00 recebeu nova redação pela Portaria MME nº 215, de 26 de julho de 2.000.

Artigo 2º (...)

I - garantia pela Petrobras de suprimento de gás natural, por prazo de até vinte anos, para usinas vinculadas ao sistema elétrico interligado, de acordo com uma das seguintes alternativas de preço, a critério do investidor:

- a) preço médio equivalente em reais a US\$ 2,26/MMBtu, na base de setembro de 1.999, reajustado trimestralmente, de acordo com a política de gás natural nacional e com as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado;*
- b) preço equivalente em reais a US\$ 2,475/ MMBtu, na base de abril de 2.000, de acordo com a política de gás natural nacional e de acordo com as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado, reajustado anualmente com base na variação percentual do Índice de Preços ao Atacado nos Estados Unidos, publicado pelo U. S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, relativo ao mesmo período de referência;*
- c) garantia de que os preços definidos nas alíneas a e b, serão reajustados pró rata tempore, até a data de reajustes de preços dos contratos de compra e venda de energia elétrica das usinas, de maneira a obter-se coincidência entre as datas de reajustes anuais, dos contratos de gás e de energia elétrica;*
- d) o valor fixado na alínea b será mantido constante em moeda norte-americana por um período de 12 meses após a sincronia dos reajustes previstos na alínea c;*
- e) o investidor poderá optar, até a data de início de operação comercial da usina, por uma das alternativas de preço de gás natural.*

A Resolução Aneel nº 22, de 1º de fevereiro de 2.001, define as fórmulas de repasse dos preços de compras de energia elétrica para as tarifas de fornecimento. Uma concessionária de distribuição não poderá repassar livremente para a tarifa o custo total de compra de energia elétrica. As usinas termelétricas a gás deverão celebrar contratos de venda diretamente com as concessionárias. Tratam-se de contratos bilaterais livremente negociados. A Aneel estabelece o Valor Normativo (R\$/MWh) para efeitos de reajuste das tarifas, conforme demonstrado abaixo, onde PBi é o preço de compra de energia por meio do contrato bilateral (i) e PCEi é o valor autorizado para repasse às tarifas por ocasião dos reajustes. O Valor Normativo é estabelecido para cada tipo de fonte primária. Para 1º de fevereiro de 2.001, tinham-se os seguintes valores:

Fonte Competitiva	VN = R\$ 72,35/MWh	$K1_{\min} = 0,25$
Termelétrica Carvão Nacional	VN = R\$ 74,86/MWh	$K1_{\min} = 0,25$
Pequena Centra Hidrelétrica	VN = R\$ 79,29/Mwh	$K1_{\min} = 0,25$

Cada contrato bilateral terá associado um valor normativo, que será corrigido quando do reajuste tarifário do concessionário com base na inflação interna, preços de combustível e variação cambial, conforme a seguinte expressão:

$$VN_i = VN_{i_0} \times \left[K_{1i} \times \frac{IGPM_{li}}{IGPM_{0i}} + K_{2i} \times \frac{COMB_{li}}{COMB_{0i}} + K_{3i} \times \frac{IVC_{li}}{IVC_{0i}} \right]$$

onde:

IGPM - índice geral de preços ao mercado;

COMB - preço do combustível;

IVC - cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central;

$K_1 + K_2 + K_3 = 1,0$ - fatores de ponderação dos índices;

$K_2 + K_3 < 0,75$.

subíndice 0 - data de referência;

subíndice 1 - data do reajuste.

Tabela 5.8

Repasso do valor de compra de energia através de contratos bilaterais

Preço de compra de energia elétrica (PB _i) comparado ao valor normativo (VN _i)	Preço de repasse para as tarifas (PCE _i)	para VN _i = 1,0	
		compra PB _i	repasso PCE _i
PB _i ≥ 1,15 x VN _i	1,115 x VN _i	1,150	1,115
1,10xVN _i ≤ PB _i < 1,15 x VN _i	0,5xPB _i + 0,54xVN _i	1,125	1,103
1,05xVN _i ≤ PB _i < 1,10xVN _i	0,8xPB _i + 0,21x VN _i	1,075	1,070
0,95xVN _i ≤ PB _i < 1,05xVN _i	PB _i	1,000	1,000
0,90xVN _i ≤ PB _i < 0,95xVN _i	0,8xPB _i + 0,19xVN _i	0,925	0,930
0,85xVN _i ≤ PB _i < 0,90xVN _i	0,5xPB _i + 0,46xVN _i	0,875	0,898
PB _i ≤ 0,85 x VN _i	0,885xVN _i	0,850	0,885

Observa-se da tabela acima que o repasse é integral quando o preço de compra estiver entre ± 5 % do Valor Normativo. Caso o valor da compra seja superior a 15 % do Valor Normativo, o repasse fica limitado a 11,5 %. Por outro

lado, para as compras efetuadas a valores inferiores a 85% do Valor Normativo, o repasse poderá ser de até 88,5% daquele valor.

Os valores de Ki são apresentados pelas concessionárias e só podem ser alterados após 10 anos. A Aneel poderá rever anualmente o Valor Normativo ou a qualquer tempo na hipótese ou ocorrência de mudanças estruturais relevantes na cadeia de produção da energia elétrica. Caso alguns dos índices apontados na fórmula paramétrica provoquem impactos significativos no preço de compra de energia, a concessionária poderá solicitar à Aneel revisão específica das tarifas. Para o gás natural, o reajuste do índice "combustível" será de acordo com o exposto acima, ou seja, a Portaria MME 215/01. Para todos os contratos bilaterais de compra e venda de energia com duração superior a 24 meses, a indicação do Valor Normativo na data de seu registro é obrigatória.

5.3 O impacto da energia nos índices de preços

A Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE) divulgou um extenso trabalho sobre o impacto das tarifas públicas nos índices de variação de preços (Almeida, 2.000). Foram considerados os índices IPCA/IBGE, INPC/IBGE, IPC/FIPE, IGP-M/FGV, IGP-DI/FGV, IPC-DI/FGV e IPC-M/FGV.

Dentro das tarifas públicas, os índices, em regra, consideram os seguintes componentes: derivados de petróleo, energia elétrica, transportes em geral, telecomunicações e saneamento. Para este trabalho interessam os componentes derivados de petróleo e energia elétrica.

O IPCA/IBGE é o Índice de Preços ao Consumidor Amplo, e considera os gastos das famílias com renda entre 1 e 40 salários mínimos. Trata-se do índice oficial de referência do governo. Os serviços públicos em geral respondem por 19,92% de sua composição. O INPC/IBGE é o Índice Nacional de Preços ao Consumidor, e considera os gastos das famílias com renda entre 1 e 8 salários mínimos. Neste índice, o peso das tarifas públicas em geral é maior, ou seja, 22%. O IPC/FIPE é o Índice de Preços ao Consumidor, e contabiliza a variação de uma cesta de produtos de famílias com renda entre 1 e 20 salários mínimos na região metropolitana de São Paulo, onde o peso das tarifas públicas é de 19,95%, muito próximo do IPCA.

Os índices acima são utilizados para as revisões salariais dos trabalhadores, posto que medem a carestia para o consumidor de baixa e média rendas. O peso dos serviços públicos em suas composições é de cerca de 20%.

Nos Índices Gerais de Preços de Mercado (IGP-M) e de Disponibilidade Interna (IGP-DI), ambos da FGV, o peso dos serviços públicos é de cerca de 10%. Estes índices são resultantes de preços intermediários pertencentes à cadeia produtiva e preços de varejo, ou seja, preços aos consumidores finais. No IGP-DI,



muito utilizado na contabilidade e finanças públicas, os pesos de cada segmento são: 30 % para IPC (Índice de Preços ao Consumidor apurado pela FGV entre famílias com renda média de 33 salários mínimos), 60% para o IPA (Índice de Preços por Atacado) e 10% para o INCC (Índice Nacional do Custo da Construção). O IGP-M, muito utilizado nos contratos comerciais, inclusive para correção dos custos não gerenciáveis das concessionárias de energia elétrica, engloba outras componentes de preços além daqueles considerados pelo IGP-DI. São ponderados os preços das safras agrícolas, preços dos bens de capital e os preços dos serviços.

A tabela 5.9 mostra o peso percentual de cada uma dos derivados de petróleo e da energia elétrica na composição dos índices de preços mencionados.

Tabela 5.9 - Percentual da energia nos índices de preços

Produto	IPCA	INPC	IPC	IGP-DI	IGP-M
Energia Elétrica	3,3322	4,3948	4,2428	1,0637	1,0664
Derivados	5,7638	3,9687	4,0694	6,8136	6,8356
Gasolina	3,5740	1,9088	2,6542	2,2608	2,2896
Óleo diesel	0,0512	0,0305	0,0295	1,9632	1,9636
Álcool Comb.	0,9215	0,1579	0,5465	1,2251	1,2078
GLP	1,0917	1,8347	0,7125	0,4382	0,4484
Gás de rua	0,0670	0,0320	0,342	0,0549	0,0551
Óleo Combust.	0,0584	0,0048	0,0925	0,6790	0,6790
Querosenes	-	-	-	0,1924	0,1924

Observa-se que a energia responde por cerca de 8% na composição do índices de mercado, 1% para energia elétrica e 7% para os derivados de petróleo. Grosso modo, os índices ao consumidor também são impactados em cerca de 8% pela energia, meio a meio entre a energia elétrica e os derivados de petróleo, inclusive álcool combustível.

6 ATUAL TRIBUTAÇÃO DA ENERGIA NO BRASIL

6.1 Os encargos sobre a energia primária

6.1.1 Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos

Como já mencionado no Capítulo 1, o artigo 20 da Constituição Federal de 1.988 reza que a União é a proprietária de todos os recursos hídricos em território nacional. Pela sua utilização deve haver compensação financeira aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios.

Logo em seguida à Constituição, foram promulgadas duas leis regulamentando a matéria. A Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1.989, instituiu a compensação financeira pelo resultado da exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica. Essa mesma Lei tratou da compensação pela produção de petróleo e gás natural, bem como da exploração de recursos minerais, assuntos que serão abordados mais adiante. Por sua vez, a Lei 8.001, de 13 de março de 1.990, definiu os critérios da distribuição da compensação financeira a que se referia a Lei 7.990/89. Os critérios de distribuição da arrecadação dessa indenização sofreram alterações de redação através das Leis 9.433/97 e 9.993/00, esta última atualmente em vigor.

A Lei 7.990/89 estabeleceu que a compensação pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica seria de 6% sobre o valor da energia produzida. O montante deveria ser pago pelos concessionários de geração aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, em cujo território se localizarem instalações destinadas à produção, ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios. As usinas hidrelétricas com capacidade inferior a 10.000 kW ficaram isentas dessa indenização, assim como a energia gerada e consumida por autoprodutor. O excedente, ou a geração em local distinto do consumo do autoprodutor, não gerava isenção da compensação financeira. Esta mesma Lei ainda estabeleceu que a distribuição dos percentuais entre Estados e Municípios deveria ser proporcionalmente as áreas inundadas e outros parâmetros de interesse público. Importante mencionar a determinação para que 25% da parcela dos Estados fosse distribuída entre todos os seus Municípios, nos termos do disposto no artigo 158, inciso IV da Constituição, ou seja, da mesma forma pela qual é feita a distribuição do ICMS.

A Lei 8.001/90, estabeleceu os critérios de distribuição dessa indenização. Após alterações posteriores de redação, a distribuição resultou como segue (Lei 9.993/00):



45% aos Estados;
 45% aos Municípios;
 3% ao Ministério de Minas e Energia;
 3% ao Ministério do Meio Ambiente;
 4% para o FNDCT.

Com a edição da Lei 8.631/93, ficou estabelecido que a parcela da compensação financeira seria incluída na composição do custo de serviço com vistas a determinação do valor das tarifas. Em consequência, o antigo DANEE baixou a Portaria nº 304, de 29 de abril de 1.993. O valor devido por cada usina hidrelétrica (UHE) seria calculado como segue:

$$CF = GH \times TAR \times 0,06$$

onde:

CF - valor da compensação financeira referente a UHE considerada;
 TAR - Tarifa Atualizada de Referência (R\$/MWh);
 GH - valor da geração mensal da UHE considerada (MWh).

Antes disso, o Decreto nº 1, de 11 de janeiro de 1.991, assinado pelo Presidente Fernando Collor, regulamentou a Lei 7.990/89. A distribuição dessa indenização entre os beneficiários ficou assim estabelecida:

- a) a distribuição será proporcional as áreas inundadas, quando a UHE atingir mais de um Estado ou Município;
- b) quando a UHE for beneficiada por reservatórios a montante, o acréscimo de energia por eles propiciado será considerado como geração associada a estes reservatórios.

Coube ao DNAEE fixar um coeficiente de participação na arrecadação de cada beneficiário dessa indenização. As fórmulas aplicadas para a obtenção desse coeficiente estão estabelecidas no artigo 8º deste Decreto.

Também foi tratada a questão do royalties devidos por Itaipu Binacional ao Brasil, nos termos do Tratado de Itaipu, assinado entre Brasil e Paraguai, em 26 de março de 1.973. A distribuição entre Estados, Municípios e órgãos do governo federal manteve-se a mesma estabelecida para as UHEs nacionais. Entretanto, nos termos do Tratado, a distribuição da arrecadação entre os beneficiários tomava a seguinte proporção:

I - 85 % ao Estado do Paraná e aos Municípios diretamente afetados pela Usina;

II - 15 % aos Estados e Municípios afetados por reservatórios a montante da Usina, que contribuem para o incremento de energia nela produzida.

As fórmulas para obtenção dos coeficientes de cada beneficiário foram estabelecidas pelo artigo 10 do mencionado Decreto. Coube ao DNAEE adequar

o cálculo global da compensação financeira para evitar dupla contagem e ressarcimentos que porventura tivesse a mesma origem.

A Lei 9.648, de 27 de maio de 1.998, alterou a redação do artigo 26 da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1.996. Com isso, a isenção da compensação financeira passou para PCHs com potência instalada de até 30.000 kW. Por outro lado, a Lei 9.984, de 17 de julho de 2.000, que criou a Agência Nacional de Águas - ANA, elevou a compensação financeira devida pela UHEs de 6,0% para 6,75% do valor da energia produzida. A parcela relativa aos 6% ficou destinada aos mesmos beneficiários estabelecidos pela Lei 9.993, de 24 de julho de 2.000. Os 0,75% restantes foram destinados ao Ministério do Meio Ambiente para aplicação na execução da Política Nacional de Recursos Hídricos e no Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. Também é oportuno mencionar que a Lei 9.648/98 estendeu a obrigatoriedade do recolhimento da compensação financeira não só pelos concessionários como também pelos autorizados para exploração de recursos hídricos.

Recentemente, a ANEEL convocou a Audiência Pública nº 09/2.000, entre 18/9/2000 e 30/10/2000, com vistas a colher opiniões sobre a Taxa Atualizada de Referência (TAR), que era valorada em R\$ 19,53/MWh desde julho de 1.997. Em seqüência, foi editada a Resolução nº 583, de 28 de dezembro de 2.000, que fixou a TAR em R\$ 24,90/MWh para o ano de 2.001. *124 29,40*

A arrecadação da compensação financeira em 1.999 foi de R\$ 286,5 milhões. Em 2.000, esteve por volta de R\$ 300 milhões. Com a nova TAR, espera-se uma arrecadação de cerca de R\$ 450 milhões para 2.001. Atualmente, cerca de 140 UHEs recolhem a compensação financeira em todo o país. São beneficiados 22 Estados e 538 municípios.

A metodologia de cálculo dos royalties de Itaipu são diferentes, conforme estabelecido o Tratado de Itaipu, entre Brasil e Paraguai. De qualquer forma, no ano de 2.000 o valor devido foi de cerca de US\$ 120 milhões ou, algo próximo a R\$ 230 milhões. Esse montante é dividido por 5 Estados e 274 Municípios. Ao Distrito Federal cabe uma parcela ínfima.

Informações sobre os montantes devidos por cada UHE e a parte que cabe a cada um dos beneficiários podem ser obtidas diretamente junto a ANEEL. As Resoluções nºs 87, 88 e 89, todas de 22 de março de 2.001. O Decreto nº 3.379, de 31 de janeiro de 2.001 deu a base legal para a nova sistemática de reajuste da TAR.

6.1.2 Concessões onerosas

Durante a fase de reestruturação dos serviços públicos de energia elétrica, surgiu a figura da concessão a título oneroso em favor da União. O embasamento



legal para essa onerosidade veio através da Lei 9.074, de 7 de julho de 1.995, com alteração de redação determinada pela Lei 9.648, de 27 de maio de 1.998.

Embora a Lei 9.074/95 determinasse que toda UHE com potência superior a 1.000 kW dependia de concessão mediante licitação, fosse para destinação ao serviço público ou à produção independente de energia; isso foi alterado posteriormente. Para o caso de autoprodutor, a concessão mediante licitação só era necessária para potência superior a 10.000 kW, desde que para uso exclusivo. Para potências inferiores a 10.000 kW, até um piso de 1.000 kW, bastava a autorização para o autoprodutor.

A Lei 9.648/98 deu nova redação ao artigo 26 da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1.997. Com isso, para o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e inferior a 30.000 kW; destinado a produção independente ou a autoprodução, passou a depender apenas de autorização da ANEEL, desde de que mantidas as características de pequena central hidrelétrica (PCH).

Para as termelétricas, as regras são mais flexíveis. Para as UTEs destinadas a produção independente de energia é facultado ao poder concedente promover a concessão mediante licitação ou uma simples autorização. Evidentemente esta última modalidade é a mais praticada. As UTEs de autoprodutores apenas necessitam de autorização para potências instaladas superiores a 5.000 kW. A concessão mediante licitação somente é obrigatória para potência superior a 5.000 kW destinada a execução de serviço público. Essa modalidade não está sendo praticada.

A própria Lei 9.074/95 estimula o regime de produção independente, nos termos do artigo 28.

Artigo 28. Nos casos de privatização, nos termos do artigo anterior, é facultado ao poder concedente outorgar novas concessões sem efetuar a reversão prévia dos bens vinculados ao respectivo serviço público.

§ 1º Em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, é igualmente facultado ao poder concedente alterar o regime de exploração, no todo ou em parte, para produção independente, inclusive, quanto às condições de extinção da concessão ou autorização e de encampação das instalações, bem como da inenização porventura devida.

Parágrafo único. Na hipótese prevista neste artigo, os bens vinculados ao respectivo serviço público serão utilizados, pelo novo concessionário, mediante contrato de arrendamento a ser celebrado com o concessionário original.

Esta mesma Lei define o Produtor Independente de Energia (PIE) como a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produza energia elétrica, por sua conta e risco, para fins de comercialização, no todo ou em parte. A energia pode ser comercializada com concessionários de serviços públicos de



energia elétrica, consumidores livres, consumidores de complexo industrial ou comercial aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de co-geração. A figura do Produtor Independente de Energia é regulamentada pelo Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1.996.

A onerosidade surge no artigo 4º da Lei 9.074/95, conforme reza:

Artigo 4º As concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água serão contratadas, prorrogadas ou outorgadas nos termos desta e da Lei 8.987, e das demais.

§ 1º As contratações, outorgas e prorrogações de que trata este artigo poderão ser feitas a título oneroso em favor da União.

Com respeito as UHEs, a Lei 9.648/98 determinou o recolhimento de uma valor correspondente a 2,5 % da receita anual auferida a título de Uso de Bem Público (UBP), por 5 anos, conforme reza o artigo 7º.

Artigo 7º Em caso de alteração do regime de gerador hídrico de energia elétrica, de serviço público para produção independente, a nova concessão será outorgada a título oneroso, devendo o concessionário pagar pelo uso de bem público, pelo prazo de cinco anos, a contar da assinatura do respectivo contrato de concessão, valor correspondente a 2,5% da receita anual que auferir.

§1º A ANEEL calculará e divulgará, com relação a cada produtor independente de que trata este artigo, o valor anual pelo uso de bem público.

§2º Até 31 de dezembro de 2.002, os recursos arrecadados a título de pagamento pelo uso de bem público, de que trata este artigo, serão destinados de forma idêntica à prevista na legislação para os recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, de que trata o art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio e 1.971, com redação dada pelo art. 9º da Lei 8.631, de 4 de março de 1.993.

§3º Os produtores independentes de que trata este artigo depositarão, mensalmente, (...) parcelas duodecimais do valor anual devido pelo uso de bem público na conta corrente da Centrais Elétrica Brasileiras -ELETROBRÁS - Uso de Bem Público - UBP.

§4º A ELETROBRÁS destinará os recursos da conta UBP conforme previsto no §2º, devendo, ainda, proceder a sua correção periódica, de acordo com os índices de correção que forem indicados pela ANEEL e creditar a essa conta juros de 5% ao ano sobre o montante corrigido dos recursos. Os rendimentos dos recursos não utilizados reverterão, também, à conta da UBP.

§5º Decorrido o prazo previsto no § 2º e enquanto não esgotado o prazo estipulado no caput, os produtores independentes de que trata este artigo

recolherão diretamente ao Tesouro Nacional o valor devido pelo uso de bem público.

§6º Decorrido o prazo previsto no caput, caso ainda haja fluxos de energia comercializados nas condições de transição definidas nas condições do art. 10, a ANEEL procederá à revisão das tarifas relativas a esses fluxos, para que os consumidores finais, não abrangidos pelo disposto nos arts. 12, inciso III, 15 e 16 da Lei 9.074, de 1.995, sejam beneficiados pela redução do custo do produtor independente de que trata este artigo.

§7º O encargo previsto neste artigo não elide as obrigações de pagamento da taxa de fiscalização de que trata o art. 12 da Lei 9.427, de 1.996, nem da compensação financeira de que trata a Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1.989.

Por enquanto, a concessão onerosa só está sendo praticada no exato termo do artigo 7º da Lei 9.648/98, ou seja, quando há alteração do regime de serviço público para a e produção independente. É o caso, por exemplo, da Companhia de Geração de Energia Elétrica do Tietê - CGEET. O valor das quotas pelo uso de bem público são estabelecidas no contrato de concessão, com reajustes anuais pelo IGP - M (Contrato de Concessão Aneel nº 92/99).

A arrecadação não tem sido expressiva.

6.1.3 Encargos pela produção de petróleo e gás natural

A cobrança de compensação financeira pela produção de petróleo e gás natural foi estabelecida pela lei de criação da Petrobrás. Após a Constituição de 1.988, a matéria foi regulamentada pelo artigo 7º da mesma Lei 7.990/89, já citada. Em síntese, a Petrobrás, e só ela, devido ao monopólio, era obrigada a pagar aos Estados e aos Municípios, 5% sobre o valor do óleo bruto, xisto betuminoso e gás extraídos de seus respectivos territórios, ou então, onde se dessem as operações de embarque e desembarque desses produtos.

A divisão era feita na seguinte proporção: 70% aos Estados produtores, 20% aos Municípios produtores e 10% aos Municípios onde se localizavam as instalações de embarque e desembarque, marítimas ou terrestres. A extração da plataforma continental era onerada igualmente em 5%, dividido da seguinte forma: 1,5% aos Estados e 0,5% aos Municípios onde se localizarem instalações marítimas ou terrestres de embarque e desembarque, 1,5% aos Municípios produtores confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas, 1% ao Ministério da Marinha e 0,5% para constituição de Fundo Especial a ser distribuído entre Estados e Municípios. Os Estados deveriam repassar 25% de suas arrecadações aos Municípios, como já citado no item 6.1.1.

Com a reforma do setor do petróleo introduzida pela Lei 9.478, de 6 de agosto de 1.997, foram estabelecidas as seguintes participações governamentais: bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação



ou retenção de área. Todas essas participações devem fazer parte do contrato de concessão.

Cabe mencionar que esta Lei estabeleceu que as atividades de exploração, desenvolvimento e produção serão exercidos mediante contrato de concessão, procedidos de licitação. À ANP compete definir os blocos objetos de concessão.

O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e será correspondente ao pagamento ofertado na proposta de obtenção da concessão. A ANP é a beneficiária do montante arrecadado.

Os royalties serão devidos a partir da data da produção comercial de cada campo, e seu valor será correspondente a 10% da produção de petróleo ou gás. A ANP pode prever uma redução dos royalties para até um mínimo de 5%, dependendo dos riscos geológicos e das expectativas de produção. Toda perda de produção do concessionário, inclusive a queima de gás em flares serão computadas no cálculo dessa obrigação.

A atribuição dos preços dos produtos para o cálculo dos royalties devidos serão estabelecidos pela ANP, de acordo com as diretrizes fixadas pelo Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1.988, comentado mais adiante. 1998

A parcela correspondente ao mínimo de 5% será distribuída de acordo com os termos da Lei 7.990/89. A parcela excedente terá a seguinte distribuição:

I - lavra em terra ou lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

- a) 52,5% para os Estados produtores,
- b) 15% para os Municípios produtores,
- c) 7,5% para Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque,
- d) 25% para o Ministério da Ciência e Tecnologia, para aplicação em programas específicos de interesse da indústria do petróleo.

II - lavra na plataforma continental:

- a) 22,5% para os Estados produtores confrontantes,
- b) 22,5% para os Municípios produtores confrontantes,
- c) 15% para o Ministério da Marinha,
- d) 7,5% para os Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque,
- e) 7,5% para a constituição de um Fundo Especial a ser distribuído entre Estados e Municípios,
- f) 25% ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para aplicação em programas específicos de interesse da indústria de petróleo.

Concessões com grande volume de produção, ou grande rentabilidade, estarão sujeitas ao pagamento de uma participação especial, que será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos. A distribuição desta participação especial será feita da seguinte forma;

- a) 40% para o Ministério de Minas e Energia para aplicação em estudos geológico e geofísicos para prospecção de petróleo e gás natural,
- b) 10% para o Ministério do Meio Ambiente para aplicação em estudos e projetos de preservação e recuperação de danos ambientais causados pela atividades da indústria do petróleo,
- c) 40% para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental,
- d) 10% para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental.

O contrato de concessão de produção em terra deve prever uma parcela entre 0,5% a 1% da produção de petróleo ou gás natural aos proprietários da terra, proporcionalmente a produção realizada em cada uma das propriedades. A ANP deverá estipular esses percentual para cada contrato.

Os valores do petróleo e do gás natural para fins de cálculo dos royalties, participação especial e ocupação ou retenção de área, serão definidos pelos chamados preços de referência, estabelecidos pelo Decreto nº 2.705/98, conforme segue:

Artigo 7º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada do seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior.

§1º Os preços de venda de que trata este artigo serão livres dos tributos incidentes sobre a venda e, no caso de petróleo embarcado, livres a bordo.

(...)

§5º O preço mínimo do petróleo extraído de cada campo será fixado pela ANP com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional, nos termos deste artigo.

(...)

Artigo 8º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao gás natural produzido durante o referido mês, em cada campo de uma área de concessão, em reais por mil metros cúbicos, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos preços de venda do gás natural, livres dos tributos incidentes sobre a venda, acordados nos contratos de fornecimento celebrados entre o concessionário e os compradores do gás natural produzido na área de concessão, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás natural até os pontos de entrega aos compradores.

O Decreto permite que os concessionários prestem todas as informações necessárias à determinação dos preços de referência. Caso não o façam em tempo hábil, a ANP fixará esses preços. O Decreto também cuida da forma de apuração do rateio da distribuição dos royalties entre Estados e Municípios.

Para a determinação dos valores da participação especial são aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida, consideradas as deduções estabelecidas pela Lei 9.478/97. As alíquotas são de 10%, 20%, 30%, 35% e 40%. Para aplicação destas alíquotas deve-se deduzir, além daquelas outras deduções, uma parcela determinada através de fórmulas paramétricas estabelecidas em função da receita líquida e do volume de produção, sempre computadas em base trimestral. As alíquotas são crescentes em função da produção. O Decreto trás diversas tabelas que detalham o exposto acima. São consideradas três situações distintas, a saber: lavra em terra, na plataforma continental em profundidade batimétrica de até 400 metros e em profundidade acima de 400 metros. Existem tabelas para aplicação no primeiro, segundo, terceiro e além do terceiro ano de produção.

O pagamento pela ocupação ou retenção da área será feito em parcela única anual, levando em conta o número de dias e vigência do contrato de concessão no ano civil. Essa arrecadação cabe exclusivamente à ANP. Seus valores, na data da publicação do Decreto, eram:

- I - fase de exploração: entre R\$ 10,00 a R\$ 500,00/km² ou fração,
- II - prorrogação da fase de exploração: 200% o valor fixado no item I,
- III - período de desenvolvimento da fase de produção: R\$ 20,00 a R\$ 1.000/km² ou fração,
- IV - fase de produção: R\$ 100,00 a R\$ 5.000/km².

Estes valores são corrigidos anualmente com base no IGP - DI.

Os valores da arrecadação de cada uma desses encargos, assim como a parte cabível a cada um dos beneficiários, são disponíveis na ANP. Até o mês de outubro, tinha-se os seguintes valores acumulados no ano de 2.000:

- a) Royalties R\$ 1,867 bilhões,
- b) Participação especial R\$ 0,87 bilhões.

A participação especial é paga apenas ao Estado do Rio de Janeiro, devido a espetacular produção da Bacia de Campos, campos Marlim e Albacora. Os Municípios beneficiados são: Campos de Goytacazes, Rio das Ostras, Macaé, Quissama e Carapebus. Os royalties são pagos aos seguintes Estados, em ordem decrescente: Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Bahia, Amazonas, Sergipe, Espírito Santo, Alagoas, Ceará, Paraná, São Paulo e, mais recentemente, Santa Catarina, com um valor ínfimo (ANP, 2.001). A grosso modo, os royalties de 5% e os excedentes a 5% dividem-se vis-a-vis.

Na Demonstração de Resultados do exercício de 2.000 da PETROBRÁS (2.001), às folhas 17, "Impostos e Contribuições" são apresentados os seguintes valores pagos a título de participações governamentais:

Royalties	R\$ 1,936 bilhões,
Participação especial	R\$ 1,039 bilhões,
Bônus de assinatura	R\$ 165 milhões,
Retenção de área	R\$ 66 milhões,
TOTAL	R\$ 3,206 bilhões.

6.2 Contribuições sociais incidentes sobre o faturamento

Como mencionado no Capítulo 1, o artigo 195 da Constituição de 1.988 determinou que toda empresa deve contribuir para a seguridade social com uma contribuição incidente sobre sua receita ou faturamento.

O título IX da Constituição - "Das Disposições Constitucionais Gerais", estabelece em seu artigo 239:

Artigo 239 A arrecadação decorrente das contribuições para o Programa de Integração Social, criado pela Lei Complementar nº 7, de 7 de setembro de 1.970, e para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público, criado pela Lei Complementar nº 8, de 3 de dezembro de 1.970, passa, a partir da promulgação desta Constituição, a financiar, nos termos de que a lei dispuser, o programa do seguro desemprego e o abono de que trata o §3º deste artigo.

§1º Dos recursos mencionados no caput deste artigo, pelo menos quarenta por cento serão destinados a financiar programas de desenvolvimento econômico, através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, com critérios de remuneração que lhe preservem o valor.

§2º Os patrimônios acumulados do Programa de Integração Social e do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público são preservados, mantendo-se os critérios de saque nas situações previstas nas leis específicas, com exceção da retirada por motivo de casamento, ficando vedada a distribuição da arrecadação de que trata o caput deste artigo, para depósito nas contas individuais dos participantes.

§3º Aos empregados que percebam de empregadores que contribuem para o Programa de Integração Social ou para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público, até dois salários mínimos de remuneração mensal, é assegurado o pagamento de uma salário mínimo anual, computando neste valor o rendimento das contas individuais, no caso daqueles já participavam dos referidos programas, até a data da promulgação desta Constituição.

§ 4º O financiamento do seguro desemprego receberá uma contribuição adicional da empresa cujo índice de rotatividade da força de trabalho superar o índice médio de rotatividade do setor, na forma estabelecida por lei.

O disposto no §3º deste artigo foi regulamentado pela Lei 7.859, de 25 de outubro de 1.989, e o §4º, pela Lei 7.998, de 11 de janeiro de 1.990, que regula o Programa Seguro Desemprego, o Abono Salarial e institui o Fundo de Amparo ao Trabalhador - FAT.

Como visto, o PIS e o PASEP vêm de 1.970.

Logo após a Constituição de 1.988, foi promulgada a Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1.991, que criava Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social - COFINS. Esta contribuição era, e ainda é, destinada exclusivamente para o Orçamento da Seguridade Social. Quando de sua criação, ficou estabelecida uma alíquota de 2% incidente sobre o faturamento mensal, assim considerado a receita das vendas de mercadorias, de mercadorias e serviços e de serviços. Como curiosidade, a base de cálculo para os fabricantes de cigarros, na condição de contribuintes e de substitutos dos comerciantes varejistas, deveria ser obtida multiplicando-se o preço de venda do produto no varejo por 118%.

Também ficou estabelecido que a contribuição mensal devida pelos distribuidores de derivados de petróleo e álcool hidratado para fins carburantes, na condição de substitutos dos comerciantes varejistas, seria calculada sobre o menor valor, no País, constante da tabela de preços máximos fixados para venda a varejo, sem prejuízo da contribuição incidente sobre suas próprias vendas.

A Lei 9.715, de 25 de novembro de 1.998, manteve a alíquota de 0,65% para o PIS/PASEP sobre o faturamento das pessoas jurídicas de direito privado, empresas de economia mista e subsidiárias, além das empresas públicas. À semelhança da "Lei do Cofins", os distribuidores de derivados de petróleo e álcool hidratado para fins carburantes mantiveram a condição de substitutos dos comerciantes varejistas, mantidas as mesmas condições de cálculo do encargo.

A Lei 9.718, de 27 de novembro de 1.998, elevou a alíquota do COFINS para 3% do seu faturamento, correspondente à receita bruta da pessoa jurídica. Uma importante novidade para o setor energético foi a transferência, por substituição, dos distribuidores às refinarias. Começou então uma reação do mercado, denominada "guerra de liminares". Os agentes da cadeia de distribuição e revenda obtinham liminares judiciais contra o recolhimento por substituição pelas refinarias. Com isso, os preços nas bombas tinham grande variação entre os agentes "com liminar" e aqueles "sem liminar". O tema foi debatido à exaustão pelo SINDICATO NACIONAL DE DISTRIBUIDORES DE COBUSTÍVEIS (2.001). Alguns agentes estimaram uma evasão fiscal de R\$ 4 bilhões/ano em relação aos combustíveis, sendo cerca de R\$ 1 bilhão na cadeia do álcool carburante, envolvendo o ICMS, inclusive.

Esta Lei estabeleceu que a contribuição seria calculada sobre o preço de venda na refinaria, multiplicado por 4,0. Para o álcool carburante, as

distribuidoras eram as substitutas, e a base de cálculo o preço de venda do distribuidor multiplicado por 1,4. As distribuidoras de combustíveis ficaram na condição de contribuintes sobre o álcool que adicionassem à gasolina, e contribuintes substitutos relativamente às vendas do produto misturado, para os varejistas. A eles se aplicava um fator de 1,4 sobre o valor da venda relativa à parcela de álcool misturada, além do valor da própria venda, enquanto contribuintes diretos.

Depois da edição de medida provisória, a Lei 9.990, de 21 de julho de 2.000, alterou profundamente a sistemática de cobrança e as alíquotas aplicadas para os derivados de petróleo e álcool carburante. Com esta Lei, o encargo do PIS/PASEP e do COFINS sobre a mistura de álcool na gasolina foi transferida para as refinarias, na condição de substitutas. A mistura gasolina/álcool está definida na proporção 80/20. A tabela 6.1 sintetiza as novas alíquotas para as contribuições sociais, incidentes sobre as receitas brutas obtidas com cada um dos derivados básicos (gasolinas, óleo diesel e GLP) pelas refinarias ou importadores, ou seja, incidente sobre os preços de faturamento nas refinarias. Os demais derivados têm o mesmo tratamento dispensado a quaisquer outras mercadorias.

Tabela 6.1 - Alíquotas das contribuições

PRODUTO	PIS/PASEP	COFINS	TOTAL
gasolina	2,70%	12,45%	15,15%
óleo diesel	2,23%	10,29%	12,52%
GLP	2,56%	11,84%	14,40%
outros	0,65%	3,00%	3,65%

Para o álcool hidratado as alíquotas ficaram iguais a 1,46% para o PIS/PASEP e 6,74% para o COFINS. A base de cálculo é o preço de venda na distribuidora.

As conseqüências dessa medida legal surgem com avassaladora clareza na Demonstração de Resultados da Petrobrás. Para uma receita operacional líquida de R\$ 28,88 bilhões em 1.999, a arrecadação própria e por substituição do PIS/PASEP e COFINS, totalizou R\$ 1,25 bilhões. Em 2.000, esses números foram iguais a R\$ 44,63 bilhões e R\$ 4,29 bilhões, respectivamente. Enquanto o aumento da receita foi de 66%, a arrecadação do PIS/PASEP e COFINS aumentou em 242%. Como a Lei só foi aplicada a partir de agosto de 2.000, parece mais interessante comparar a arrecadação do último trimestre de 1.999 com o último de 2.000. Nessa base, o aumento da arrecadação foi de 355%, ou seja, R\$ 396 milhões contra R\$ 1,803 bilhões, respectivamente.

Há uma expectativa generalizada de que a arrecadação do PIS/PASEP e COFINS sobre derivados de petróleo supere R\$ 6 bilhões em 2.001.

Pelo lado da energia elétrica não existe qualquer tipo de diferimento ou substituição tributária. Cada um dos agentes econômicos envolvidos na cadeia de geração, transmissão e distribuição, são obrigados ao recolhimento com base em seus faturamentos. As alíquotas aplicadas são de 0,65% para o PIS/PASEP e 3% para o COFINS. Aqui fica bastante evidente a chamada tributação "em cascata". A receita da empresa de geração é constituída pela venda de energia elétrica às empresas de distribuição. Sobre elas incidem 3,65% de contribuição ao PIS/PASEP/COFINS. As distribuidoras também são oneradas em 3,65% sobre suas receitas, obtidas com a venda da energia elétrica aos consumidores finais.

Em verdade, quem paga essa "cascata" é o consumidor final, posto que esses custos estão contemplados nas tarifas. De uma forma muito simplista, posto que há uma variação entre as diversas empresas, pode-se estimar que o ônus dessa "cascata" sobre a tarifa do consumidor final é de algo próximo a 6%.

6.3 ICMS

A Constituição de 1.988 liquidou com o imposto único sobre as formas de energia secundária, ou seja, o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e o Imposto Único sobre Lubrificantes e Combustíveis Líquidos e Gasosos (IUCLG). No lugar deles, tanto a energia elétrica como os derivados de petróleo passaram a ficar sujeitos ao Imposto sobre as Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre a Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicações, chamado simplesmente de ICMS, imposto de competência dos Estados. Antes de prosseguir, é mister esclarecer que a energia elétrica há muito é considerada como um produto industrializado, conforme estabelece o §1º da Lei 5.172, de 25 de outubro de 1.966, "Código Tributário Nacional".

O ICMS, como qualquer outro imposto, não necessita de destinação legal da sua arrecadação. Logo, o ICMS incidente sobre a energia elétrica e os combustíveis derivados de petróleo não estão vinculados a quaisquer programas específicos de financiamento. Houve um rompimento com uma tradição de mais de 40 anos, cujas bases foram lançadas na Constituição de 1.946.

Sua arrecadação destina-se aos orçamentos dos Estados e Municípios. Como já mencionado no Capítulo 1, a arrecadação do ICMS é repartida entre os Estados e seus Municípios, na proporção de 75% para o Estado e 25% para os Municípios. Entre outras características básicas deste imposto, são aquelas estabelecidas pelo §2º, artigo 155, da Constituição de 1.988. Em apertada síntese, pode-se elencar os princípios deste imposto:

- a) não cumulativo: significa que do imposto devido em cada operação será abatido o valor pago na operação anterior, ou seja, o contribuinte credita-se do imposto anteriormente cobrado sobre mercadorias ou serviços;

- b) pode ser seletivo: significa que mercadorias e serviços poderão ter alíquotas diferentes, dependendo de suas essencialidades, usualmente são praticadas alíquotas nulas (isenção), 7%, 12%, 18% e 25%;
- c) as alíquotas sobre as operações interestaduais são estabelecidas por Resolução do Senado: a Resolução nº 22, de 19/5/89, estabeleceu uma alíquota de 12% para as operações interestaduais em geral e, em particular, de 7% nas operações e prestações realizadas nas regiões Sul e Sudeste com destino às regiões Norte, Nordeste, Centro Oeste e ao Estado do Espírito Santo;

A Constituição delegou para lei complementar a responsabilidade para definir seus contribuintes, dispor sobre a substituição tributária e disciplinar o regime de compensação do imposto. Entretanto, essa lei complementar só foi promulgada em 1.996, Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1.966, popularmente conhecida como "Lei Kandir". Esta Lei sofreu duas alterações de redação com as Leis Complementares nº 99, de 20 de dezembro de 1.999, e nº 102, de 11 de julho de 2.000. Nesse ínterim, com base no §8º do artigo 34 do "Ato das Disposições Constitucionais Transitórias", da Constituição de 1.988, os Secretários da Fazenda dos Estados e do Distrito Federal celebraram o Convênio ICM nº 66/88 para regular provisoriamente o ICMS. No entendimento de Celso Bastos (1.998) foi cometido um equívoco jurídico, dado que o Decreto Lei 406/68 já disciplinava a matéria e teria sido recepcionada pela Constituição de 1.988.

Esse problema foi superado com a Lei Complementar 87/96. Esta Lei regulamenta a incidência do imposto, define o contribuinte e o substituto tributário, define o local da operação e o estabelecimento responsável, trata do fato gerador do imposto e da base de cálculo, regula a compensação dos valores cobrados em operações anteriores, direito de crédito e o regime de apuração. Além disso, ela trata da compensação aos Estados, pela União, dos valores relativos à desoneração do ICMS para exportações.

Um pequeno ponto que merece ser destacado, dado, sobretudo, a enorme insatisfação dos consumidores residenciais de energia elétrica e de comunicações, é o destaque do ICMS nas faturas. Aliás, os Tribunais são provocados de forma recorrente sobre esta matéria. Reza o §1º, artigo 13, da Lei Complementar 87/96:

§1º Integra a base de cálculo do imposto:

I - o montante do próprio imposto, constituindo o respectivo destaque mera indicação para fins de controle.

Cada um dos Estados brasileiros tem sua própria regulamentação sobre o ICMS. Neste trabalho, será utilizada a regulamentação paulista, recentemente consolidada e atualizada pelo Decreto Estadual nº 45.490, de 30 de novembro de 2.000.

Dado que este trabalho tem enfoque específico sobre energia elétrica, derivados básicos de petróleo e gás natural, é conveniente tratar cada um desses produtos separadamente, levando-se em conta a legislação superior do ICMS e a

regulamentação específica para o Estado de São Paulo. Várias críticas serão feitas posteriormente em cima disso.

6.3.1 ICMS sobre a energia elétrica

Como já mencionado no Capítulo 1, o artigo 34 do "Ato das Disposições Constitucionais Transitórias" da Constituição de 1.988, em seu § 9º, estabeleceu que, enquanto não houver lei complementar que regule a matéria, o ICMS incidente sobre a energia elétrica fica diferido, isto é, fica transferido para o momento em que ocorrer a última operação, ou seja, para o momento em que se efetivar o consumo. As concessionárias são responsáveis pelo pagamento do imposto à Receita Estadual. Nesse sentido, elas exercem o papel de substitutos tributários. Pouco importa tratar-se de uma operação interna (dentro do Estado) ou externa (fornecimento para consumidor localizado noutra unidade da Federação). Neste último caso, a concessionária deve recolher o imposto no Estado do destinatário, ou adquirente. A base de cálculo é o valor dessa última operação.

Reza o inciso II, § 1º, artigo 9º, da Lei Complementar 87/96

Artigo 9º (...)

§1º (...)

II - às empresas geradoras ou distribuidoras de energia elétrica, nas operações internas e interestaduais, na condição de contribuinte ou de substituto tributário, pelo pagamento do imposto, desde a produção ou importação até a última operação, sendo seu cálculo efetuado sobre o preço praticado na operação final, assegurado seu recolhimento ao Estado onde deva ocorrer a operação.

§2º Nas operações interestaduais com mercadorias de que tratam os incisos I e II do parágrafo anterior, que tenham como destinatário consumidor final, o imposto incidente na operação será devido ao Estado onde estiver localizado o adquirente e será pago pelo remetente.

Este ponto ganha importância em razão da nova regulamentação do setor de energia elétrica, na medida em que o consumidor livre pode adquirir energia de qualquer fornecedor, inclusive de outros Estados. Geralmente, os consumidores livres são contribuintes do ICMS, porquanto são empresas inscritas no fisco estadual. Nesse caso, elas estarão sujeitas a alíquota do ICMS vigente para em seu próprio Estado. A rigor, o recolhimento será feito pela concessionária ou autorizada, nos termos do Convênio ICMS 83/00 que regulamenta a matéria. Caso o consumidor final não seja contribuinte do ICMS (hipótese remota), aplica-se a alíquota do seu próprio Estado, independentemente da origem do fornecedor.

Trata-se de uma lógica bastante diferente da que é praticada para outras mercadorias e serviços, uma vez que, nas operações interestaduais, o imposto é recolhido no Estado remetente. Se o adquirente do outro Estado não for

contribuinte, será aplicada a alíquota interna do Estado remetente. Se for contribuinte, aplica-se a alíquota interestadual e o imposto é recolhido no Estado do remetente. Ao Estado destinatário cabe a eventual diferença entre sua alíquota interna e a interestadual. Em resumo, nas operações interestaduais com energia elétrica ocorre a tributação "no destino", enquanto para outras mercadorias e serviços, a tributação é feita "na origem".

Não há incidência de ICMS nas operações com energia elétrica destinadas à comercialização, tanto dentro dos Estados (operações internas) como entre Estados (operações interestaduais). Assim, as vendas da empresa geradora a uma concessionária, ou desta a outra concessionária ou permissionária, não estão sujeitas ao ICMS.

Um ponto de grande importância para os propósitos deste trabalho é a definição do local da operação, para efeitos de cobrança do imposto e definição do estabelecimento responsável. Este assunto é regulamentado pelo artigo 11 da Lei Complementar 87/96. Em se tratando de mercadoria ou bem, o local da operação será o do estabelecimento onde se encontre a ocorrência do fato gerador. Entende-se por estabelecimento o local onde as pessoas jurídicas exerçam suas atividades. Por conta disso, o Decreto Estadual nº 45.490/00, estabelece:

ANEXO XVIII - Empresas de Energia Elétrica

Artigo 1º A empresa concessionária de serviço público de energia elétrica poderá centralizar em um único estabelecimento a escrita fiscal e o recolhimento do imposto correspondente às operações realizadas por todos os seus estabelecimentos existentes no território do Estado, utilizando, em substituição aos livros (...)

Em resumo, as concessionárias podem eleger um único local de operações para efeitos de escrita fiscal. Geralmente selecionam as capitais dos Estados. Este ponto será amplamente discutido adiante.

Com relação as operações interestaduais com energia elétrica, o local da operação considerado é o Estado onde estiver localizado o adquirente, ou consumidor final.

As alíquotas vigentes no Estado de São Paulo para as operações com energia elétrica são:

consumidor residencial (até 200 kWh/mês)	12%,
consumidor residencial (acima de 200 kWh/mês)	25%,
transporte público eletrificado	12%,
consumidor rural com I.E.	12%,
todos os demais	18%.

Existem algumas isenções estabelecidas, tais como: consumo residencial até 50 kWh/mês, órgãos da administração pública estadual, missões diplomáticas e consumidor rural.

Um problema que gerou uma grande lacuna na questão do crédito relativo ao ICMS da energia elétrica foi a redação dada ao inciso II do artigo 33 da Lei Complementar 87/96. Pelo fato do imposto ser não cumulativo, o imposto devido numa operação pode ser compensado pelo imposto pago na operação anterior, para o mesmo ou para outro Estado. Essa compensação dá direito ao sujeito passivo, aquele que deve pagar o imposto, a creditar-se do imposto cobrado nas operações anteriores. A redação mencionada é reproduzida a seguir:

Artigo 33 Na aplicação do artigo 20 (crédito de compensação) observar-se-á o seguinte:

(...)

II - a energia elétrica usada ou consumida no estabelecimento dará direito de crédito a partir da data da entrada desta Lei Complementar em vigor;

A expressão "usada ou consumida" levou a um entendimento que todo o ICMS relativo à energia elétrica poderia ser compensado mediante crédito. A Lei Complementar nº 102, de 11 de julho de 2.000, deu nova redação ao artigo 33, conforme segue:

Artigo 1º A Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1.996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

(...)

" Artigo 33 -----"

"II - somente dará direito a crédito a entrada de energia elétrica no estabelecimento:

- a) quando for objeto de operação de energia elétrica;*
- b) quando consumida no processo de industrialização;*
- c) quando seu consumo resultar em operação de saída ou prestação para o exterior, na proporção destas sobre as saídas ou prestações totais;*
- d) a partir de 1º de janeiro de 2.003, nas demais hipóteses."*

Para várias atividades, o crédito do ICMS relativo a energia elétrica é outorgado por substituição.

6.3.2 ICMS sobre combustíveis

Nos termos da Lei Complementar 87/96, à semelhança do que ocorre com a energia elétrica, as operações de transferências interestaduais de petróleo e de

combustíveis dele derivados são isentas, desde que não destinadas a consumo próprio. É o caso típico de transferências das refinarias de um dado Estado para bases de distribuição noutros Estados destinadas à comercialização. O mesmo ocorre com derivados destinados à industrialização, assim entendido a transformação mediante processo industrial.

Somente haverá incidência de ICMS nas operações interestaduais quando os combustíveis forem destinados ao consumo. Neste caso, à semelhança do que ocorre com a energia elétrica, o imposto deve ser recolhido ao Estado do adquirente, isto é, ao Estado destinatário.

De resto, as operações internas são tratadas de forma convencional.

A figura da substituição tributária nas operações com combustíveis líquidos e gasosos tem uma natureza de substituição regressiva, ou seja, o recolhimento do imposto é antecipado para o início da cadeia de distribuição, ou seja, refinarias e distribuidores. Na energia elétrica, a substituição era de natureza progressiva, ou seja, o imposto era diferido para a última operação - o consumo final.

Por enquanto, os preços dos combustíveis ainda são regulados. Nesse caso, a Lei Complementar estabelece a base de cálculo como segue:

Artigo 8º A base de cálculo para fins de substituição tributária, será:

(...)

§ 2º Tratando-se de mercadoria ou serviço cujo preço final a consumidor, único ou máximo, seja fixado por órgão público competente, a base de cálculo do imposto, para fins de substituição tributária, é o referido preço por ele estabelecido.

Nos termos do Decreto nº 45.490/00, as alíquotas praticadas no Estado de São Paulo são:

óleo diesel	12%,
álcool carburante	25%,
gasolina automotiva	25%,
querosene de aviação	25%,
GLP	12%,
óleo combustível	18%,
gás natural	12%.

Nas operações com derivados de petróleo, o lançamento, com a responsabilidade pela retenção do imposto relativo as operações subsequentes, fica diferido para o momento da saída dos produtos conforme segue:

- refinarias ou suas bases no Estado: gasolinas, óleo diesel, GLP;
- distribuidoras localizadas no Estado: óleo combustível, gasolina de aviação, querosene de aviação, querosene iluminante e a parcela da diferença de preço

do óleo diesel relativo ao menor valor máximo tabelado e o valor fixado para o varejo no município de destino;

- c) refinarias ou distribuidores de outros Estados: nos casos de aquisição em outros Estados dos combustíveis mencionados nos itens a e b por adquirente que seja consumidor final;
- d) qualquer estabelecimento que receber combustíveis de outros Estados não contemplados pelo item c.

Foge ao escopo deste trabalho fazer um relato sobre as várias possibilidades de sonegação e evasão fiscal no segmento dos combustíveis. Entretanto, as principais ações fraudulentas encontram-se nas operações interestaduais, reais ou fictícias. O Decreto 45.490/00 estabelece uma série de mecanismos de controle sobre tais operações (artigos 413, 414, 415 e 416).

A base de cálculo para fins de substituição tributária, tanto nas refinarias como nas distribuidoras, considera uma margem sobre os preços praticados ou tabelados pela autoridade competente (preço de faturamento na refinaria). Essa margem tem por objetivo compensar os valores adicionados agregados e os correspondentes a frete, seguro, impostos e outros encargos transferíveis ou cobrados ao destinatário. Para os casos em que o PIS/PASESP e o COFINS, relativos às operações subsequentes, são retidos nas refinarias (Lei 9.990/00), os percentuais aplicados sobre o preço de faturamento são dados na tabela 6.2.

Tabela 6.2 - Percentuais sobre o preço de faturamento

PRODUTO	Operações Internas	Operações Externas
gas. automotiva	72,58 %	130,11 %
óleo diesel ^(*)	29,48 %	47,13 %
GLP	188,20 %	227,50 %
óleo comb. ^(**)	10,48 %	32,23 %
GAV e QAV ^(**)	30 %	73,33 **

(*) No caso do óleo diesel, compete a distribuidora o recolhimento do imposto relativo ao complemento entre o menor preço máximo estabelecido pela autoridade competente e o preço de venda a varejo estabelecido para o município de destino. Para o óleo diesel, além do preço de faturamento na refinaria ou suas bases, o governo estabelece o preço máximo de varejo para cada município brasileiro.

(**) Para os casos de óleo combustível e gasolina ou querosene de aviação, o recolhimento cabe as distribuidoras, sendo que esses percentuais incidem sobre o valor do produto na refinaria acrescido dos custos de frete, seguro e outros

encargos transferíveis aos destinatários (PIS/PASEP e COFINS não estão diferidos no preço de faturamento).

No caso do álcool etílico hidratado carburante destinado a estabelecimentos localizados em território paulista, o pagamento pelo imposto devido nas operações subsequentes até o consumo final, fica sob a responsabilidade do distribuidor, esteja localizado no Estado ou não. Dado que o distribuidor é responsável pelo recolhimento do PIS/PASEP e COFINS em substituição (Lei 9.990/00), a margem de valor agregado, neste caso, sobre o preço de aquisição será de: 25% para operações internas e 46,88% para operações externas.

O imposto relativo ao álcool etílico anidro carburante misturado à gasolina é considerado englobado ao da gasolina, sendo pago pela refinaria ou suas bases, desde que para operações internas. As distribuidoras, responsáveis pela mistura gasolina/álcool, devem informar as refinarias ou suas bases sobre todas as aquisições de álcool anidro efetuadas em outras unidades da federação. À vista dessas informações, as refinarias ou suas bases procederão da seguinte forma, considerando como base de cálculo o valor da operação:

- 1 - em relação às operações interestaduais das quais decorreram saídas de álcool etílico anidro carburante do território paulista, calcularão o imposto incidente nessas operações e repassarão seus valores ao Estado de São Paulo;
- 2 - em relação às operações de que decorrerem aquisições de álcool etílico anidro carburante de outros Estados, calcularão o imposto incidente nessas operações e repassarão os valores ao Estado de origem.

O gás natural é tratado como uma mercadoria qualquer, sujeito a uma alíquota de 18%. A única menção sobre o gás natural é feita no artigo 422:

Artigo 422 O lançamento do imposto incidente na saída de gás natural a ser consumido em processo de industrialização em usina geradora de energia elétrica fica diferido para o momento em que ocorrer a saída da energia desse estabelecimento industrializador.

Parágrafo único. O diferimento previsto neste artigo é extensivo à prestação de serviço de transporte relacionada com a mercadoria.

6.3.3 A repartição com os Municípios e os montantes arrecadados

Do valor global arrecadado com o ICMS, os Estados devem repassar 25% aos seus Municípios. A divisão desse repasse deve ser feita na proporção de, no mínimo, 3/4 em relação ao valor adicionado em seus territórios, e 1/4 da forma que dispuser a lei de cada Estado. Cabe lembrar que o valor adicionado ocorre no local da operação, ou seja, no estabelecimento do contribuinte.

* Lei Complementar 63/90

No Estado de São Paulo, a distribuição dos 25% do ICMS arrecadado entre os seus Municípios é regulamentada pela Lei Estadual nº 8.510, de 29 de dezembro de 1.993, com as alterações introduzidas pela Lei Estadual 9.332, de 27 de dezembro de 1.995. Dada sua importância para o contexto deste trabalho, reproduz-se seus pontos mais relevantes.

Artigo 1º Os índices de participação do municípios no produto da arrecadação do (...) ICMS serão apurados anualmente, na forma e prazo estabelecidos pela Secretaria da Fazenda para aplicação no exercício seguinte, com a observância dos seguintes critérios:

I - 76 % com base na relação percentual entre o valor adicionado em cada município e o valor total do Estado nos dois exercícios anteriores ao da apuração;

II - 13 % com base no percentual entre a população de cada município e a população total do Estado, de acordo com o último recenseamento do (...) IBGE;

III - 5 % com base no percentual entre o valor da receita tributária própria de cada município e a soma da receita tributária própria de todos os municípios paulistas ;

IV - 3 % com base no percentual entre a área cultivada de cada município, no ano anterior ao da apuração, e a área cultivada total do Estado, levantadas pela Secretaria de Agricultura e Abastecimento;

V - 0,5 % com base no percentual entre a área total, no Estado, dos reservatórios de água destinados à geração de energia elétrica e a área desses reservatórios no município, existentes no exercício anterior, levantadas pela Secretaria de Energia;

VI - 0,5 % em função de espaços territoriais especialmente protegidos existentes em cada município e no Estado, observados os critérios estabelecidos no Anexo desta lei;

VII - 2 % com base no resultado da divisão do valor correspondente a esse percentual pelo número de municípios do Estado existentes em 31 de dezembro do ano anterior ao da apuração.

§1º Para os efeitos do inciso I, com referência às operações relativas à circulação de energia elétrica entende-se como estabelecimento de usina hidrelétrica as áreas compreendidas pelo reservatório de água destinado à geração de energia, barragem e suas comportas, vertedouro, condutos forçados, casa das máquinas e subestação elevatória (redação dada pela Lei 9.332/95).

§ 2º O valor adicionado relativo a usina hidrelétrica cujo estabelecimento ocupe território de mais de um município, será atribuído nas condições e proporções a seguir indicadas:

I - 50 % ao município onde se realizarem a barragem e suas comportas, o vertedouro, os condutos forçados, a casa de máquinas e a estação elevatória; no

foram absolutamente isso
~~eram~~
~~eram~~ iniciais até o processo de
privatização de CESP em 1999.

caso de um ou alguns desses componentes se situarem em território de mais de um município, este percentual será dividido em tantas partes iguais quantos forem os municípios envolvidos, a cada qual atribuindo uma delas;

2 - 50 % aos demais municípios, proporcionalmente à área do reservatório, de acordo com o levantamento elaborado pela Secretaria de Energia (redação dada pela Lei 9.332/95).

§ 3º Para os efeitos desta lei, considera-se receita tributária própria a contabilizada no exercício anterior, proveniente exclusivamente dos impostos previstos na Constituição da República.

(...)

Os critérios para a determinação do índice de participação dos municípios é de clareza solar, por isso dispensa comentários. Vale notar que os §§ 1º e 2º, introduzidos pela Lei 9.332/95 são absolutamente inócuos, haja vista o que determina o artigo 34, § 9º, do "Ato das Disposições Transitórias" da Constituição de 1.988, ~~não~~ que não foi modificado pela Lei Complementar nº 87/96.

Algumas conclusões serão comentadas adiante.

Como visto no Capítulo 1, o ICMS constitui-se no principal tributo brasileiro. No ano de 1.999, sua arrecadação alcançou a fantástica soma de R\$ 68,9 bilhões, o que representou 22,17 % da arrecadação tributária brasileira, ou, 6,72 % do PIB nacional.

Dada sua importância, são reproduzidas tabelas com os valores arrecadados, em valores correntes, até setembro/outubro de 2.000. Até o mês de setembro de 2.000, percebe-se uma arrecadação de R\$ 59,35 bilhões. Não seria absurdo supor que o ano de 2.000 encerre com arrecadação na casa dos R\$ 80 bilhões.

As maiores contribuições na arrecadação do ICMS residem nos serviços públicos (energia elétrica e comunicações) e derivados de petróleo. Os setores de energia elétrica e de derivados de petróleo foram responsáveis por cerca de 27,5% da arrecadação no acumulado até setembro de 2.000. A energia elétrica contribuiu com aproximadamente 9,5% e os derivados com quase 18%, em termos de média percentual nacional. Como curiosidade, o setor de comunicações totalizou uma contribuição de cerca de 10,5%. Portanto, esses setores apontados representam algo próximo a 38% da arrecadação. Só por isso, merecem uma atenção muito especial.

Das tabelas apresentadas, observa-se uma expressiva variação da composição da arrecadação entre os Estados. A título de exemplo, para o Estado do Paraná, esses itens representam mais de 45% do ICMS arrecadado, enquanto para o Estado de São Paulo representam 34%. A maioria dos Estados oscilam em torno de 40%.

O peso de cada um desses itens também sofre expressiva variação, em razão do perfil sócio-econômico e das alíquotas aplicadas. A arrecadação de ICMS relativa ao setor de comunicações em São Paulo representa cerca de 10,4%, enquanto no Rio de Janeiro esse percentual atinge 15,5%. Na energia elétrica, 8,2% e 14,5%, respectivamente.

Até setembro de 2.000, as arrecadações acumuladas somavam: R\$ 10,6 bilhões para os derivados, R\$ 5,6 bilhões para a energia elétrica e R\$ 6,1 bilhões para o setor de comunicações.

Somente a PETROBRÁS (2.001), por meio de sua Demonstração de Resultados do ano de 2.000, declarou uma arrecadação de R\$ 7,17 bilhões de ICMS, para uma receita operacional líquida de R\$ 44,6 bilhões, conforme sintetizado na tabela 6.3.

Tabela 6.3 - Vendas e impostos Petrobrás

PRODUTO	Volume (mil b/dia)	Receita (R\$ 10 ⁶)	Encargos	(R\$ 10 ⁶)
óleo diesel	605	15.038	PIS/PASEP/ COFINS	4.288
gasolina	291	8.214	ICMS/outros	8.813
óleo comb.	174	2.502	PPE	(533)
GLP	221	4.435	TOTAL	12.568
gás natural	(*)	967		
nafta	240	5.002		
outros	181	4.575		
serviços	-	85		
exportações	-	3.810		
TOTAL	1.712 (**)	44.628	RECEITA BRUTA	57.196

(*) 6 milhões de m³/dia

6.4 Outros encargos

Podem ser identificados outros encargos específicos do setor energético. No setor energia elétrica podem ser considerados a Taxa de Fiscalização dos Serviços, eventuais multas aplicadas e Reserva Global de Reversão (a ser extinta ao final de 2.002). Embora as Contas de Consumo de Combustíveis - CCCs, possam ser enquadradas como encargo, na verdade elas constituem-se num rateio de ônus e vantagens pelo uso de UTEs. Entretanto, a CCC - Sistema Isolado, caracteriza-se como uma forma de subsídio cruzado e, em consequência, um

encargo direto. As CCCs dos sistemas interligados deverão estar extintas até 2.005.

Pelo lado dos combustíveis, o maior encargo refere-se a PPE - Parcela de Preço Específica, descrita anteriormente. Um resumo das Conta Petróleo pode ser encontrada na Demonstração de Resultados da Petrobrás relativa ao ano 2.000, reproduzida a seguir, em milhões de reais.

Tabela 6.4 - Conta Petróleo

SALDO INICIAL	2.149	Arrecadação PPE
óleo diesel		835
gasolina		- 3.352
nafta		697
GLP		1.982
QAV		371
óleo combustível		-
ressarcimento a terceiros		35
ressarcimentos à Petrobras		110
encargos mútuos		64
regularizações (*)		- 210
TOTAL ARRECADADO		- 533
SALDO FINAL	2.951	

(*) Portaria Interministerial 336/99

Do Balanço Patrimonial da Petrobras (Controladora) de 2.000, com ativo/passivo total de R\$ 65 bilhões, chama a atenção um passivo exigível a longo prazo de R\$ 4,52 bilhões em "Obrigações Plano de Pensão" e R\$ 2,65 bilhões em "Plano de Saúde". Por mais interesse que possa despertar, este assunto foge do objetivo deste trabalho.

A Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1.996, instituiu a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) em favor da Aneel. Essa matéria é tratada no artigo 12 da referida lei. A taxa é paga por todos agentes de geração, inclusive produtores independentes e autoprodutores, transmissão e distribuição. As taxas são proporcionais a potência instalada e a tarifas praticadas. A Resolução Aneel nº 582, de 28 de dezembro de 2.000, fixou as taxas para 2.001 de cada um dos agentes atuantes no setor. Totalizando tem-se: concessionários (algumas geradoras) - R\$ 133,8 milhões, autoprodutores (150 usinas H ou T, potência total de 2.8 MW) - R\$ 2,5 milhões, PIEs (49 ao todo, 11,3 MW) - R\$ 9.8 milhões.

A Reserva Global de Reversão - RGR, já bastante discutida, está regulamentada pela Resolução Aneel nº 23, de 5 de fevereiro de 1.999. Os valores

a serem recolhidos no ano de 2.001 estão estabelecidos no Despacho Aneel nº 571, de 28 de dezembro de 2.001, e totalizam R\$ 867,87 milhões. Cerca de 80 empresas concessionárias de geração, transmissão e distribuição estão sujeitas ao pagamento.

A Resolução Aneel nº 350, de 22 de dezembro de 1.999, estabelece os procedimentos para a composição da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC e respectivo gerenciamento. Por outro lado, a Resolução nº 261, de 13 de agosto de 1.998, estabelece os percentuais de redução do reembolso previsto na sistemática das CCCs. As quotas anuais relativas a 2.000 forma fixadas pela Resolução Aneel nº 274, de 19 de julho de 2.000. A CCC - Sistema Interligado Sul/Sudeste somou R\$ 1,265 bilhões, sendo: R\$ 934 milhões para a região Sudeste, R\$ 250 milhões para o Sul e R\$ 81,5 milhões para o Centro Oeste. A CCC - Sistema Norte/Nordeste somou R\$ 76,49 milhões, sendo: R\$ 20,1 milhões para a região Norte, R\$ 55,74 para o Nordeste e R\$ 0,637 para o Centro Oeste. A CCC - Sistema Isolado totalizou R\$ 653,2 milhões, pagos por todo o País (66 empresas). No total, as CCCs recolherão cerca de R\$ 2 bilhões.

Cabe mencionar que compete à Aneel, nos termos da Lei 9.427/96, a fixação de multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados limitados a 2% do faturamento.

Outro encargo que cabe aos concessionários ou permissionários de distribuição, bem como às concessionárias de geração e as autorizadas para produção independente (exceto PCHs, UTEs a biomassa e Eólicas), é o investimento em P&D e em Eficiência Energética, no montante de 1% da receita operacional líquida. Desse total, 75% deve ser investido em P&D e 25% em Eficiência Energética, a partir de 2.005. Até lá, a divisão pode ser feita vis-a-vis. As concessionárias de transmissão também estão sujeitas a esse encargo. Existe um situação de transição até 2.005, em respeito aos contratos de concessão assinados. Toda essa matéria foi regulamentada pela Lei 9.991, de 24 de julho de 2.000.

Desses recursos, metade será destinado ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e a outra metade deverá ser aplicado pelas próprias empresas, de acordo com regras estabelecidas pela Aneel.

Os investimentos em P&D do setor do petróleo são financiados por 25% do royalties arrecadados com a produção, conforme já mencionado.

Apenas como registro final, a Constituição de 1.988, estabeleceu um imposto municipal sobre a venda a varejo de combustíveis - IVV, inciso III, artigo 156 da Constituição original. Tal imposto não excluía o ICMS cobrado. Em síntese, os contribuintes deste imposto eram os postos de revenda localizados no território dos municípios. O óleo diesel era isento. Fundamentalmente, havia uma alíquota entre 2% e 4% sobre as vendas de gasolina, álcool etílico hidratado

carburante e lubrificantes. O fracasso desse imposto foi total, como comentado mais adiante.

A Emenda Constitucional nº 3, de 17 de março de 1.993, promoveu a extinção deste imposto, nos seguintes termos:

Artigo 4º A eliminação do imposto sobre vendas a varejo de combustíveis líquidos e gasosos, de competência dos Municípios, decorrente desta Emenda Constitucional, somente produzirá efeitos a partir de 1º de janeiro de 1.996, reduzindo-se a correspondente alíquota, pelo menos, a 1,5% no exercício financeiro de 1.995.



Tabela 6.5

ARRECAÇÃO DE ICMS 2.000 (energia elétrica) - VALORES CORRENTES - R\$ mil

ESTADO	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.
Ceará	152.996	134.745	139.528	140.267	141.691	153.167	147.685	165.787	159.741	176.018
	16.236	15.583	14.466	15.482	14.472	16.394	16.164	16.926	17.159	17.799
	% icms E.E.	10,61	11,56	10,37	11,04	10,21	10,70	10,94	10,21	10,74
Pernambuco	203.226	164.724	175.850	157.057	172.905	173.602	166.980	177.767	185.481	190.045
	10.532	11.986	11.041	11.725	12.256	11.948	11.360	11.075	17.141	13.197
	%icms E.E.	5,18	7,28	6,28	7,47	7,09	6,88	6,80	6,23	9,24
Bahia	314.311	288.545	287.942	289.513	288.966	283.990	323.527	397.560	290.304	380.519
	22.590	25.272	23.524	25.303	24.422	25.304	26.468	26.041	27.251	
	%icms E.E.	7,19	8,76	8,17	8,74	8,45	8,91	8,18	6,55	9,39
Minas Gerais	522.968	515.522	548.379	569.015	609.463	623.956	623.039	682.414	687.909	689.372
	9.609	72.421	75.052	67.510	79.839	71.099	77.962	84.946	83.087	93.247
	%icms E.E.	1,84	14,05	13,69	11,86	13,10	11,39	12,51	12,45	12,08
Rio de Janeiro	701.658	643.372	658.056	619.783	654.090	660.309	680.004	683.409	671.174	712.642
	105.336	106.600	105.715	107.551	102.383	95.086	94.889	83.070	81.415	86.733
	%icms E.E.	15,01	16,57	16,06	17,35	15,65	14,40	13,95	12,16	12,13
São Paulo	2.325.411	2.142.196	2.211.948	2.371.401	2.387.380	2.437.475	2.513.252	2.804.118	2.772.278	2.639.481
	188.617	191.134	195.361	199.207	205.269	207.709	198.975	212.759	211.909	
	%icms E.E.	8,11	8,92	8,83	8,40	8,60	8,52	7,92	7,59	7,64

Paraná	359.129	312.670	320.729	334.373	343.971	340.212	351.598	348.955	409.890	365.499
	39.056	40.433	41.872	40.178	42.826	41.132	41.069	42.985	47.383	47.818
%icms E.E.	10,88	12,93	13,06	12,02	12,45	12,09	11,68	12,32	11,56	13,08
R.G.do Sul	489.495	422.738	423.997	449.298	414.313	463.339	460.642	473.263	512.293	493.033
	43.661	48.789	47.672	45.637	42.038	42.271	45.172	44.150	45.388	48.055
%icms E.E.	8,92	11,54	11,24	10,16	10,15	9,12	9,81	9,33	8,86	9,75
Goiás	174.745	151.342	166.276	172.366	175.500	187.529	179.912	185.085	218.132	195.646
	20.382	15.754	18.192	18.032	15.283	22.675	19.508	19.305	32.824	20.216
%icms E.E.	11,66	10,41	10,94	10,46	8,71	12,09	10,84	10,43	15,05	10,33
BRASIL	6.548.687	5.962.664	6.131.113	6.316.579	6.455.154	6.617.299	6.801.622	7.262.993	7.266.913	7.230.238
	546.584	625.298	634.178	632.774	648.142	642.492	631.891	639.449	666.621	
%icms E.E.	8,35	10,49	10,34	10,02	10,04	9,71	9,29	8,80	9,17	



ARRECAÇÃO DE ICMS 2.000 (derivados) - VALORES CORRENTES - R\$ mil

ESTADO	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.
Ceará	152.996	134.745	139.528	140.267	141.691	153.167	147.685	165.787	159.741	176.018
	4.536	9.665	31.282	23.387	24.363	30.817	26.420	37.290	22.102	39.163
%icms Petro.	2,96	7,17	22,42	16,67	17,19	20,12	17,89	22,49	13,84	22,25
Pernanbuco	203.226	164.724	175.850	157.057	172.905	173.602	166.980	177.767	185.481	190.045
	33.590	26.088	42.521	26.100	32.972	34.724	28.532	35.637	34.063	41.194
%icms Petro.	16,53	15,84	24,18	16,62	19,07	20,00	17,09	20,05	18,36	21,68
Bahia	314.311	288.545	287.942	289.513	288.966	283.990	323.527	397.560	290.304	380.519
	79.137	78.680	86.077	90.632	86.815	73.647	85.918	89.977	75.610	
%icms Petro	25,18	27,27	29,89	31,30	30,04	25,93	26,56	22,63	26,05	0,00
Minas Gerais	522.968	515.522	548.379	569.015	609.463	623.956	623.039	682.414	687.909	689.372
	147.099	125.582	123.955	138.366	138.835	143.290	153.805	152.038	165.676	166.437
%icms Petro.	28,13	24,36	22,60	24,32	22,78	22,96	24,69	22,28	24,08	24,14
Rio de Janeiro	701.658	643.372	658.056	619.783	654.090	660.309	680.004	683.409	671.174	712.642
	89.705	84.316	88.476	75.682	70.680	80.816	91.980	92.072	105.333	126.096
%icms Petro.	12,78	13,11	13,45	12,21	10,81	12,24	13,53	13,47	15,69	17,69
São Paulo	2.325.411	2.142.196	2.211.948	2.371.401	2.387.380	2.437.475	2.513.252	2.804.118	2.772.278	2.639.481
	365.688	328.731	331.559	372.914	360.035	380.664	390.626	384.596	454.272	401.010
%icms Petro.	15,73	15,35	14,99	15,73	15,08	15,62	15,54	13,72	16,39	15,19

Paraná	359.129	312.670	320.729	334.373	343.971	340.212	351.598	348.955	409.890	365.499
	91.727	77.785	78.260	81.968	90.712	87.016	90.735	86.802	93.189	94.971
%icms Petro.	25,54	24,88	24,40	24,51	26,37	25,58	25,81	24,87	22,74	25,98
R.G.do Sul	489.495	422.738	423.997	449.298	414.313	463.339	460.642	473.263	512.293	493.033
	113.565	86.746	97.078	116.613	83.631	107.608	110.650	116.508	124.280	118.172
%icms Petro.	23,20	20,52	22,90	25,95	20,19	23,22	24,02	24,62	24,26	23,97
Goiás	174.745	151.342	166.276	172.366	175.500	187.529	179.912	185.085	218.132	195.646
	38.605	36.119	34.594	39.546	39.794	40.860	40.506	39.810	44.013	48.134
%icms Petro.	22,09	23,87	20,81	22,94	22,67	21,79	22,51	21,51	20,18	24,60
BRASIL	6.548.687	5.962.664	6.131.113	6.316.579	6.455.154	6.617.299	6.801.622	7.262.993	7.266.913	7.230.238
	1.175.797	1.043.172	1.099.339	1.161.166	1.133.298	1.194.492	1.229.391	1.241.836	1.341.673	1.261.905
%icms Petro	17,95	17,50	17,93	18,38	17,56	18,05	18,07	17,10	18,46	17,45



ARRECADÇÃO DE ICMS 2.000 (total energia) - VALORES CORRENTES - R\$ mil

ESTADO	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.
Ceará	152.996	134.745	139.528	140.267	141.691	153.167	147.685	165.787	159.741	176.018
	20.772	25.248	45.748	38.869	38.835	47.211	42.584	54.216	39.261	56.962
% icms Energ.	13,58	18,74	32,79	27,71	27,41	30,82	28,83	32,70	24,58	32,36
Pernambuco	203.226	164.724	175.850	157.057	172.905	173.602	166.980	177.767	185.481	190.045
	44.122	38.074	53.562	37.825	45.228	46.672	39.892	46.712	51.204	54.391
%icms Energ.	21,71	23,11	30,46	24,08	26,16	26,88	23,89	26,28	27,61	28,62
Bahia	314.311	288.545	287.942	289.513	288.966	283.990	323.527	397.560	290.304	380.519
	101.727	103.952	109.601	115.935	111.237	98.951	112.386	116.018	102.861	0
%icms Energ.	32,37	36,03	38,06	40,04	38,49	34,84	34,74	29,18	35,43	0,00
Minas Gerais	522.968	515.522	548.379	569.015	609.463	623.956	623.039	682.414	687.909	689.372
	156.708	198.003	199.007	205.876	218.674	214.389	231.767	236.984	248.763	259.684
%icms Energ.	29,97	38,41	36,29	36,18	35,88	34,36	37,20	34,73	36,16	37,67

Rio de Janeiro	701.658	643.372	658.056	619.783	654.090	660.309	680.004	683.409	671.174	712.642
%icms Energ.	195.041	190.916	194.191	183.233	173.063	175.902	186.869	175.142	186.748	212.829
	27,80	29,67	29,51	29,56	26,46	26,64	27,48	25,63	27,82	29,86
São Paulo	2.325.411	2.142.196	2.211.948	2.371.401	2.387.380	2.437.475	2.513.252	2.804.118	2.772.278	2.639.481
%icms Energ.	554.305	519.865	526.920	572.121	565.304	588.373	589.601	597.355	666.181	401.010
	23,84	24,27	23,82	24,13	23,68	24,14	23,46	21,30	24,03	15,19
Paraná	359.129	312.670	320.729	334.373	343.971	340.212	351.598	348.955	409.890	365.499
%icms Energ.	130.783	118.218	120.132	122.146	133.538	128.148	131.804	129.787	140.572	142.789
	36,42	37,81	37,46	36,53	38,82	37,67	37,49	37,19	34,30	39,07
R.G.do Sul	489.495	422.738	423.997	449.298	414.313	463.339	460.642	473.263	512.293	493.033
%icms Energ.	157.226	135.535	144.750	162.250	125.669	149.879	155.822	160.658	169.668	166.227
	32,12	32,06	34,14	36,11	30,33	32,35	33,83	33,95	33,12	33,72
Goiás	174.745	151.342	166.276	172.366	175.500	187.529	179.912	185.085	218.132	195.646
%icms Energ.	58.987	51.873	52.786	57.578	55.077	63.535	60.014	59.115	76.837	68.350
	33,76	34,28	31,75	33,40	31,38	33,88	33,36	31,94	35,23	34,94
BRASIL	6.548.687	5.962.664	6.131.113	6.316.579	6.455.154	6.617.299	6.801.622	7.262.993	7.266.913	7.230.238
%icms Energ.	1.722.381	1.668.470	1.733.517	1.793.940	1.781.440	1.836.984	1.861.282	1.881.285	2.008.294	1.261.905
	26,30	27,98	28,27	28,40	27,60	27,76	27,37	25,90	27,64	17,45



ARRECADAÇÃO DE ICMS 2.000 (comunicações) - VALORES CORRENTES - R\$ mil

ESTADO	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.
Ceará	152.996	134.745	139.528	140.267	141.691	153.167	147.685	165.787	159.741	176.018
	12.686	11.925	12.938	20.738	16.134	15.328	16.761	17.088	21.591	22.651
%icms Com.	8,29	8,85	9,27	14,78	11,39	10,01	11,35	10,31	13,52	12,87
Pernambuco	203.226	164.724	175.850	157.057	172.905	173.602	166.980	177.767	185.481	190.045
	20.391	20.528	20.807	20.574	26.994	22.411	24.050	23.412	26.981	26.498
%icms Com.	10,03	12,46	11,83	13,10	15,61	12,91	14,40	13,17	14,55	13,94
Bahia	314.311	288.545	287.942	289.513	288.966	283.990	323.527	397.560	290.304	380.519
	33.714	25.395	27.651	27.988	27.959	25.669	51.325	57.842	37.041	
%icms Com.	10,73	8,80	9,60	9,67	9,68	9,04	15,86	14,55	12,76	0,00
Minas Gerais	522.968	515.522	548.379	569.015	609.463	623.956	623.039	682.414	687.909	689.372
	54.675	34.480	34.924	36.883	54.923	57.350	58.497	90.017	67.105	73.814
%icms Com.	10,45	6,69	6,37	6,48	9,01	9,19	9,39	13,19	9,75	10,71
Rio de Janeiro	701.658	643.372	658.056	619.783	654.090	660.309	680.004	683.409	671.174	712.642
	113.271	111.090	93.048	88.137	92.441	93.378	106.047	115.991	114.802	113.623
%icms Com.	16,14	17,27	14,14	14,22	14,13	14,14	15,60	16,97	17,10	15,94

São Paulo	2.325.411	2.142.196	2.211.948	2.371.401	2.387.380	2.437.475	2.513.252	2.804.118	2.772.278	2.639.481
	223.274	204.245	230.395	260.807	255.087	234.161	271.670	274.233	300.115	306.239
%icms Com.	9,60	9,53	10,42	11,00	10,68	9,61	10,81	9,78	10,83	11,60
Paraná	359.129	312.670	320.729	334.373	343.971	340.212	351.598	348.955	409.890	365.499
	31.646	29.464	29.394	32.718	34.024	31.498	35.518	37.516	37.093	35.170
%icms Com.	8,81	9,42	9,16	9,78	9,89	9,26	10,10	10,75	9,05	9,62
R.G.do Sul	489.495	422.738	423.997	449.298	414.313	463.339	460.642	473.263	512.293	493.033
	36.678	40.894	39.893	42.403	45.882	50.333	50.442	50.889	57.837	59.426
%icms Com.	7,49	9,67	9,41	9,44	11,07	10,86	10,95	10,75	11,29	12,05
Goiás	174.745	151.342	166.276	172.366	175.500	187.529	179.912	185.085	218.132	195.646
	14.925	15.036	16.918	15.323	15.901	16.603	17.171	18.631	20.586	20.429
%icms Com.	8,54	9,94	10,17	8,89	9,06	8,85	9,54	10,07	9,44	10,44
BRASIL	6.548.687	5.962.664	6.131.113	6.316.579	6.455.154	6.617.299	6.801.622	7.262.993	7.266.913	7.230.238
	642.877	588.796	610.619	655.840	682.827	654.020	740.481	789.671	804.495	781.976
%icms Com.	9,82	9,87	9,96	10,38	10,58	9,88	10,89	10,87	11,07	10,82
%icms Spub.	36,12	37,86	38,23	38,78	38,18	37,64	38,25	36,77	38,71	28,27



7 SUGESTÕES E CONCLUSÕES

7.1 TESE 1 - A perversidade contra os Municípios

À semelhança das operações com energia elétrica, a figura da substituição tributária no setor de combustíveis é muito comum. Entretanto, existe uma diferença importante. Enquanto no setor elétrico existe a substituição de natureza progressiva, isto é, o imposto é diferido para as operações finais, ou seja, para os consumidores finais; a substituição é de natureza regressiva para os combustíveis. Isto significa que o imposto é antecipado para as refinarias no caso dos derivados básicos de petróleo (gasolina, óleo diesel e GLP), e para os distribuidores noutros casos.

As operações interestaduais com vistas a industrialização ou a comercialização são isentas, tal como ocorre na energia elétrica. As operações destinadas ao consumo, ainda que por consumidores industriais ou comerciais, estão sujeitas à incidência ao ICMS, com recolhimento no Estado do adquirente.

Voltando a atenção para as operações interestaduais, seria conveniente especular as razões da não incidência do imposto na transferência de energia (elétrica e combustíveis) destinada a comercialização. Mais oportuno ainda, seria o entendimento da inversão da lógica da tributação "na origem" para a tributação "no destino".

Em primeiro lugar, como foi demonstrado, a arrecadação do ICMS sobre esses "produtos" é bastante significativa, entre 23% e 37%, dependendo do Estado. Em média, a arrecadação chega a 27%. Fosse aplicado o conceito de tributação "na origem", a maioria dos Estados seria altamente prejudicada pela ausência de refinarias, usinas hidrelétricas e outras unidades geradoras. Com respeito a energia de origem hidráulica, as principais fontes (origens) são estabelecidas pela natureza. Por sua vez, as refinarias estão localizadas em regiões estabelecidas por uma política nacional pretérita de desenvolvimento. Para evitar uma injusta transferência de receita fiscal, optou-se pela isenção na transferência de energia entre Estados. Seria como que, sob o ponto de vista tributário, cada Estado tivesse suas próprias fontes. Dentro dessa mesma lógica, surge a tributação "no destino" para os casos em que o adquirente compre energia noutro Estado.

Essa mesma lógica é derrubada por ocasião da repartição da receita entre os Municípios. Nas operações internas, o local da operação da venda de energia elétrica é considerado o escritório da empresa concessionária onde se localiza a escrituração fiscal. Para os combustíveis, o local da operação é a refinaria ou alguma de suas bases de distribuição. Para fins de obtenção do índice de participação dos municípios, o valor agregado é considerado como aquele onde ocorreu a operação. Volta-se à lógica da tributação "na origem". Ao estender-se



essa mesma situação para o ICMS relativo às comunicações, o montante envolvido nessa distorção chega a 37% da arrecadação. Para alguns Estados, a arrecadação do ICMS relativo aos combustíveis, à energia elétrica e às comunicações beira a 50% da arrecadação. Estima-se uma arrecadação de cerca de R\$ 30 bilhões relativos a esses itens para o ano de 2.000.

Tendo em conta que pelo menos 75% do índice de participação dos Municípios é composto pelo valor agregado, existe uma distorção de, pelo menos, 28% em média. Para alguns Estados esses montantes chegam a quase 38%. Em termos nacionais, cerca de 5.500 municípios vêm esse significativo valor agregado ser computado, em sua totalidade, para pouco mais de 50 municípios. Todas as capitais estaduais e algumas outras cidades, geralmente de grande porte. Aqui levanta-se a questão da perversidade. Uma polpuda receita tributária de milhares de pequenos municípios é transferida para uns poucos outros com elevadas receitas. Casella *apud* Barrera & Roarelli (Affonso & Silva, 1.995) esbarra nesse problema.

Apenas como curiosidade, no Estado de São Paulo, cerca de 4,6 milhões de unidades consumidoras de energia elétrica localizam-se na capital. No interior são cerca de 7,2 milhões de unidades. Dados de dezembro de 2.000 (CSPE, 2.001) dão conta que a Eletropaulo, concessionária da região metropolitana com 23 Municípios em sua área de concessão, é responsável por cerca de 38% do fornecimento estadual. Bem verdade que, algumas concessionárias têm suas sedes no interior, como o caso da CPFL em Campinas. Fato que não deslustra, em absoluto, a tese em pauta. Sem preocupação com rigorosa precisão, pode-se inferir que apenas 1/3 do valor agregado ao ICMS, relativamente à energia elétrica, têm "endereço" correto. Apenas para se ter uma idéia da "ordem de grandeza", estendendo-se esse índice da energia elétrica para os combustíveis e comunicações, pode-se especular que há uma amarga transferência de 20% do valor agregado dos municípios em geral para aqueles que são considerados como a "origem" desses produtos. Estima-se em mais de R\$ 1 bilhão os recursos tomados à maioria dos municípios paulistas.

Para um município de 100.000 habitantes, como a cidade de Guaratinguetá, com um índice de participação atual de 0,21%, a sangria anual é de pouco mais de R\$ 2 milhões, quase 4% do seu orçamento.

Deve-se registrar que esse fenômeno não ocorre em alguns Estados ainda com o interior desocupado (Amazonas, Amapá, Roraima e Acre). Noutros Estados da região Norte e alguns do Nordeste esse fenômeno ainda não é significativo.

A perversidade-não pára por aí.

Os Estados, através do Confaz, mediante os instrumentos de convênios, resolveram isentar o ICMS de suas unidades consumidoras de energia elétrica, ainda que autarquias. Nada mais lógico e justo. Caso contrário ter-se-ia a

estupidez do Estado recolhendo para o próprio Estado. Os municípios, sócios em 25% do ICMS, não receberam qualquer benefício fiscal. Ocorre que, o maior consumo de energia elétrica do Poder Público Municipal se deve à iluminação pública. Estimativas grosseiras do autor dão conta que os Municípios brasileiros são onerados em quase R\$ 200 milhões/ano pelo ICMS relativo à IP (considerando uma alíquota média de 18%).

Voltando ao caso exemplo de Guaratinguetá, que recebe uma fatura média de R\$ 120.000/mês relativa ao fornecimento de energia elétrica para a IP, o ICMS corresponde a cerca de R\$ 260.000/ano, considerado integralmente agregado no Município de São Paulo, Capital, sede da empresa concessionária "Bandeirante".

Em vários trabalhos o autor tem defendido a tese da responsabilidade solidária dos Estados na questão da iluminação pública. A tese é apoiada pela consideração de que se tratar de um serviço, em grande medida, voltado para a segurança pública, tanto no trânsito como contra o crime. Como ônus mínimo dessa responsabilidade, cabem aos Estados a renúncia fiscal desse tributo. Para o Estado de São Paulo, uma quantia ínfima de R\$ 45 milhões ao ano, sendo que 25% disso pertencem aos Municípios.

O mesmo procedimento é advogado para o ICMS relativo às comunicações, especialmente as telefônicas e de transmissão de dados. Os Estados isentam seus terminais desse pagamento. Por justiça, o mesmo privilégio ao sócio majoritário deve ser estendido ao sócio minoritário. O impacto dessa medida específica é sensivelmente menor que aquele da iluminação pública.

Essas medidas não necessitam de qualquer instrumento jurídico mais complicado, basta um simples Convênio a ser celebrado no âmbito do Confaz. Até a pouco tempo, o autor acreditava numa má vontade política para a falta de decisão a respeito da matéria. Hoje, acha que existe uma probabilidade maior de descaso do que de política propriamente dita. A razão disso talvez esteja no emaranhado que tem se tornado o ICMS e, um detalhe como esse, passa despercebido.

Um pouco mais complicado seria a transposição, para o índice de participação dos Municípios, do conceito empregado nas operações interestaduais com energia elétrica. Advoga-se a tese de que o valor do ICMS contido nas faturas de energia elétrica deveria ser computado no local de consumo. Salvo melhor juízo, esta tese em nada elide com a Constituição de 1.988, que determina o diferimento do ICMS para a operação final, ou seja, o consumo. Ainda que a escrita fiscal possa ser realizada num único estabelecimento do concessionário, a documentação deveria ser acompanhada do valor total do ICMS pago pelos consumidores de cada Município da área de concessão, com vistas à sua computação no valor agregado para fins de determinação do índice de participação. Entende o autor que esta medida possa ser concretizada no âmbito do Confaz mediante a celebração de um Convênio específico.

Relativamente às comunicações, especialmente telefonia fixa e móvel e transmissão de dados, não há o que se discutir. A origem da operação é óbvia, ou seja, é aquela que provocou a chamada. As dificuldades técnicas para a apuração do montante de ICMS recolhido por cada Município são tão irrisórias quanto aquelas do setor elétrico. O valor agregado de cada terminal, discriminado na fatura, seria computado para o local onde ele está instalado, ou registrado.

Para o setor de combustíveis, advoga-se o mesmo procedimento por parte das refinarias e distribuidoras. Haveria um lançamento de informações específicas sobre os montantes de vendas a cada um dos Municípios do Estado, ou seja, das operações internas. O autor reconhece que esta medida talvez possa escapar de ter solução mediante uma simples celebração de Convênio por parte do Confaz. É cabível uma acurada análise jurídica.

Há uma preocupação do governo e do Congresso com a forma de financiamento de vários serviços públicos prestados pelos Municípios brasileiros. Essa preocupação é do tamanho da preocupação com a Reforma Fiscal. Tanto é que, a Proposta de Emenda à Constituição nº 175-A, do Poder Executivo, de 1.995, Substitutivo do Relator Deputado Mussa Demes (2.000) traz as seguintes alterações:

Artigo 145 (...)

§ 3º Os Municípios e o Distrito Federal poderão instituir taxa que tenha por fato gerador a prestação efetiva dos serviços de conservação, limpeza ou iluminação pública de logradouros públicos urbanos.

(...)

Artigo 156 (...)

§ 4º Os Municípios poderão instituir contribuição para suplementação dos serviços de segurança pública prestados pelos estados, execução de obra de pavimentação e saneamento das zonas urbanas, custeio de coleta de lixo e iluminação pública, observados os seguintes critérios:

(...)

Cabe esclarecer que a absoluta maioria dos municípios tinham instituído taxas, com diversas bases de cálculo e arrecadas ao contribuinte de diferentes formas, que podiam ser sintetizadas como Taxa de Limpeza Pública e Taxa de Iluminação Pública. De uma maneira generalizada essas taxas foram derrubadas pelos Tribunais, inclusive com jurisprudência firmada pelo Supremo Tribunal Federal, dadas suas inconstitucionalidades. A base dessas decisões repousa no princípio da indivisibilidade desses serviços. Com respeito à Taxa de Iluminação Pública (TIP), o autor discutiu a exaustão (Fernandes, 2.001). Pela proposta de Emenda Constitucional, há um reconhecimento explícito da necessidade de viabilização do financiamento desses serviços pelo Poder Público Municipal.

É oportuno e pertinente sintetizar um aspecto técnico amplamente já explorado pelo autor. Dada a menor concentração populacional da imensa maioria dos Municípios brasileiros (hab./km²), os custos com ambos os serviços, iluminação e limpeza públicas, são maiores do que aqueles praticados nos grandes centros. Exemplo: uma cidade pequena chega a ter cerca de 7 pontos de iluminação por habitante, enquanto para a cidade de São Paulo essa relação é de 1 por 20. Aliás, muitos outros serviços são encarecidos pela falta de escala, mas não são objeto de análise deste trabalho.

Mediante essas simples medidas administrativas, independentes de complexas alterações constitucionais, a absoluta maioria dos Municípios brasileiros, talvez cerca de 5.000 deles, poderiam ver resolvidos seus problemas de financiamento de importantes serviços públicos. Muito antes disso, estaria sendo revertida uma clara situação de injustiça tributária.

Antes de concluir essa primeira tese, na verdade constituída de duas medidas de caráter administrativo, é conveniente reiterar que não se propõe a redução de arrecadação da parte cabível aos Estados. Em verdade, a única renúncia fiscal proposta é aquela relativa à isenção do ICMS nas faturas de energia elétrica e de comunicações do Poder Público Municipal, estendendo aos Municípios o mesmo direito que os Estados se dão. Aliás, se dão ao direito inclusive sobre a parcela de 25 % cabível aos Municípios. O maior impacto reside na correção dos índices de participação dos Municípios, agregando os valores de ICMS relativos aos serviços de energia elétrica e comunicações onde, de fato, eles deveriam ser agregados. Perderiam os poucos Municípios que atualmente detêm esse absurdo privilégio, sobretudo as capitais e as cidades sedes das refinarias e grandes bases de distribuição de derivados de petróleo.

7.2 TESE 2 - Imposto seletivo para os serviços públicos

Entre países mais desenvolvidos existem quatro modalidades básicas de tributos. O primeiro e, em geral, o mais importante é o imposto de renda (*income tax*). Este imposto é cobrado tanto das pessoas físicas - indivíduos, como das pessoas jurídicas - empresas. Tem como princípio tributar todo tipo de renda ou ganho. Nos EUA o imposto de renda das pessoas físicas respondeu por cerca de 44% da receita tributária federal em 1.997. O imposto de renda das empresas somou 12% (Rosen, 2.001). No Reino Unido ele foi responsável por 26% da receita tributária (Smith, 1.998). Esses tributos no Brasil são o IRPF, IRPJ, IRRF e CSLL.

O segundo tipo de imposto praticado generalizadamente é aquele sobre a propriedade de bens móveis e imóveis (*property tax*). Os exemplos brasileiros desses impostos são o IPTU, IPVA e ITR. Também é generalizada a cobrança de impostos sobre a transmissão da propriedade entre pessoas em vida (*gift tax*). No



Brasil é conhecido como o imposto de transmissão *intervivos*, aplicado somente para bens imóveis (ITBI), de competência municipal. Embora controverso, e atualmente sobre intenso debate nos EUA, existe, o impostos sobre a herança (*inheritance tax*) e o "imposto da morte" (*estate tax*). No Brasil, apenas é praticado o imposto sobre a transmissão *causa mortis* de quaisquer bens e direitos, de competência estadual (ITCD).

A terceira modalidade de tributos e os mais importantes para o propósito deste trabalho são aqueles sobre o consumo, ou tributos gerais sobre as vendas de mercadorias e serviços (*general sales tax*). No caso brasileiro, podem ser classificados como tais o ICMS, PIS/PASEP, COFINS, IPI, II, IE, CPMF, IOF, ISS e outros. Os antigos impostos únicos seriam enquadrados nesta categoria.

Por fim, a quarta modalidade de tributos são as chamadas contribuições sociais, geralmente incidentes sobre a folha de pagamento, ou seja, sobre os salários (*payroll tax*). No caso brasileiro seriam o INSS e o FGTS, ou IPESP e IAMSPE para o servidor público paulista. Em 1.994, o *payroll tax* norte-americano representou 26% de toda receita tributária. No Canadá, 17%, praticamente o mesmo índice do Reino Unido (Rosen, 2.001). Como curiosidade, nos EUA a alíquota do payroll tax é uniforme para todas as faixas salariais e igual a 12,7% do salário. O pagamento é dividido meio a meio entre patrões e empregados. Em 1.998, o teto sobre a contribuição era de US\$ 68.400 anuais. A taxa do *medicare payroll tax* era de 2,9% dos ganhos, sem qualquer limitação de teto.

Em 1.990, o governo britânico sob comando de Margaret Thatcher tentou implantar uma nova modalidade de imposto chamada de *poll tax*, um imposto por pessoa em nível local, ou seja, no âmbito das municipalidades. Esta iniciativa levou a queda da primeira-ministra. Seu sucessor, John Major, extinguiu este imposto em 1.991. O pagamento da *poll tax* foi proibido pela 24ª Emenda Constitucional norte-americana, em 1.964. Nos últimos anos está sendo introduzido o imposto da poluição (*pollution tax*), cobrados de diferentes formas, também denominado como *ecotax*, o qual será analisado mais adiante, *op. cit.*

Deste brevíssimo resumo, pode-se afirmar que a estrutura tributária brasileira está de acordo com as estruturas de países como EUA, Canadá e da União Européia. Existem, é claro, distorções, desajustes e uma série de outras mazelas. Entretanto, os tipos de tributos são exatamente aqueles estabelecidos em muitos países. Aliás, o imposto de renda brasileiro das pessoas físicas tem um dos melhores, senão o melhor, sistema de declaração e arrecadação do mundo. Todos conhecemos os problemas relativos as alíquotas, deduções, etc..

Voltando aos impostos sobre as vendas de mercadorias e serviços (*general sales taxes*), imposto sobre o consumo, cabe mencionar que existem diferentes modalidades de aplicação. Araujo (2.000,a) sintetiza as quatro possibilidades de incidência, que podem ser combinadas de diversas formas:

- a) base de consumo geral, onde apenas o componente consumo da renda é tributado;
- b) base de consumo seletivo, onde somente alguns bens são tributados (excise tax);
- c) totalidade da renda que inclui tanto o consumo como a renda;
- d) totalidade das vendas, que tributa todas as transações da economia, inclusive as referentes ao consumo intermediário.

Após uma extensa análise de vantagens e desvantagens sob o ponto de vista econômico e de finanças públicas de cada uma das possibilidades, Araujo, *ibid*, conclui que a melhor forma de tributação é sobre a base de consumo geral. Aliás, esta é a forma mais aplicada mundialmente. Existem duas formas básicas de imposição e coleta dessa modalidade. A primeira é aquela realizada num único estágio, geralmente na operação final, ou seja, quando se efetiva o consumo. Nesse caso tem-se o chamado imposto sobre vendas a varejo (IVV). A segunda forma de imposição e coleta é realizada em múltiplos estágios, ou seja, é o chamado imposto sobre o valor adicionado (IVA).

Nos EUA, a forma do IVV é a mais praticada. Denominam simplesmente de *sales tax*. Trata-se de um imposto sobre mercadorias e serviços aplicado na operação final. É de inteira competência dos Estados e as alíquotas são estabelecidas por cada um deles. Em geral, as alíquotas são únicas e oscilam entre 3% e 7%, dependendo do Estado. Alguns Estados não aplicam este imposto. Existem isenções. A título de exemplo, em alguns Estados o consumo de energia para fins residenciais é isento da *sales tax*. Trata-se de imposto cobrado no destino. Muitas municipalidades também impõem este tributo em nível local. As alíquotas oscilam entre 1% e 7% na maioria das vezes.

No Canadá, todas as províncias, exceto Alberta, também impõem o *sales tax*. Entretanto, diferentemente dos EUA, pratica-se uma forma de IVA dual desde 1.991, ou seja, existe um imposto federal sobre as vendas de mercadorias e serviços, o chamado GST - Goods and Services Tax, com uma alíquota média de 7% aplicada juntamente com o imposto provincial. Além dos aspectos arrecadatórios, ele tem a finalidade de harmonizar a tributação em nível nacional e subnacional (Araujo, 2.000a). Araujo (2.000b e 2.000c) oferece uma longa exposição sobre IVV e IVA, inclusive abordando a dupla incidência.

A União Européia adota o IVA, imposto arrecadado em múltiplos estágios. Em cada etapa da produção ou comercialização, ao calcular o imposto devido se compensa o imposto pago nas operações anteriores. Trata-se tipicamente de um tributo incidente na origem. A alíquota do IVA (*VAT - Value Added Tax*) na Europa é de 17,5%. No ano fiscal de 1.997/98, o *VAT* foi responsável por 17,2% da receita tributária do Reino Unido.



Por trás dos conceitos IVV e IVA, tipicamente tributações no destino e na origem, respectivamente; estão as questões de autonomia e coordenação tributária. O IVV confere aos entes federados, ou seja, aos Estados, uma maior autonomia para fixar as alíquotas, bases de cálculo e isenções de acordo com seus interesses próprios. O IVA por sua vez, deve ser mais centralizado, dado que é preciso uma boa coordenação tributária devido ao mecanismo de arrecadação em múltiplos estágios. Araujo, *ibid*, faz uma extensa análise das vantagens e desvantagens de cada um deles, abordando questões relativas à qualidade da tributação, aspectos de evasão e sonegação fiscal, dificuldades de fiscalização, disputas fiscais entre entes federados, cumulatividade, etc..

O ICMS brasileiro tem um viés de IVA, dada a tributação em múltiplos estágios ao longo das cadeias de produção e comercialização. Em cada operação o contribuinte se credita dos valores recolhidos nas operações anteriores. Embora cada Estado tenha sua própria regulamentação, existe uma coordenação nacional no âmbito do Confaz. As alíquotas nas operações interestaduais são fixadas em âmbito nacional. Tipicamente a tributação é realizada na origem. Além dessas características apontadas, muitas outras corroboram para que o ICMS seja considerado como um imposto sobre o consumo com a forma de imposto sobre o valor adicionado.

Por outro lado, o ICMS sobre as operações com energia elétrica e combustíveis em geral tem um viés de IVV. As operações interestaduais que não envolvam consumo final são isentas. A imposição e coleta sobre o consumo de energia elétrica são feitas num único estágio, justamente na operação final. O mesmo ocorre com as operações com combustíveis, apenas a imposição e coleta são transferidas para o início das operações mantendo um único estágio. A única proximidade com o IVA reside no fato do contribuinte intermediário poder se creditar do valor pago em operações anteriores. Sob esse aspecto até se poderia classificar o ICMS sobre a energia como uma forma mista de IVV e IVA.

A pergunta que se faz é se a energia deveria ter o mesmo tratamento tributário das batatinhas. Quando o consumidor vai às compras, ele exerce seu livre arbítrio, ou seja, ele pode escolher diferentes produtos, de diferentes marcas, de diferentes procedências, de diferentes preços, em diferentes locais, de acordo com seu critério de conveniência. Para o consumo em geral é razoável uma estrutura tributária necessariamente complexa, na modalidade IVV ou IVA. Uma mesma estrutura que tribute o consumo em itens como alimentação e bebidas, vestuário, veículos, diversão, material de construção, mobiliário, eletrodomésticos, equipamentos eletrônicos e de informática, serviços médicos e hospitalares, medicação, materiais escolares, brinquedos, etc., seria razoável ser aplicada em energia? Para o "produto" energia, o consumo é praticamente compulsório e isento das opções antes mencionadas, por mais que se faça a abertura desse setor. Além disso, como já mencionado, cerca de 40% da receita

do ICMS repousa sobre a energia e as comunicações. Por isso, a conveniência de um instrumento tributário próprio para eles.

Tanto na Europa como nos EUA é prática comum a aplicação da *excise tax*, um imposto específico para determinados produtos, tais como derivados de petróleo, comunicações, álcool e tabaco. Esses impostos podem ter suas receitas vinculadas a programas específicos ou não. Geralmente a *excise tax* é de competência federal. Este imposto seletivo é conhecido como o "imposto do selo" para bebidas e tabacos. Os antigos impostos únicos seriam classificados nesta categoria de imposto de consumo. É possível identificar algum paralelo com o IPI brasileiro.

Nos EUA, a *excise tax* incide sobre bebidas e tabaco, alguns tipos de veículos (caminhões, tratores e veículos de passageiros com custo superior a US\$ 36.000), transporte de passageiros por ar e água, produtos luxuosos, telefonia e muitos outros, especialmente combustíveis. A arrecadação federal com esse imposto atingiu cerca de US\$ 72 bilhões no ano fiscal de 1.999. Com respeito aos combustíveis, todos os Estados impõem suas próprias *excise tax*.

Nos EUA a *excise tax* é cobrada da gasolina desde 1.932. Atualmente a alíquota é de US\$ 0,184 por galão (Talley, 2.001). Por muitos anos, o produto dessa arrecadação era exclusivamente destinado ao Tesouro norte-americano. A partir de 1.956, sua arrecadação ficou vinculada a um fundo de investimento destinado ao programa federal de auto-estradas. Coincidência ou não, em 1.957, Juscelino Kubitschek lançou seu programa rodoviário nacional financiado pelo imposto único sobre combustíveis. Em 1.990, parte dessa arrecadação voltou ao orçamento do governo. A partir de 1.997, a arrecadação ficou vinculada ao fundo de investimento em auto-estradas (US\$ 0,1545/galão), à conta do fundo de transporte de massa (US\$ 0,0285/galão) e US\$ 0,001/galão ao fundo de investimento LUST (Leaking Underground Storage Tank), *ibid*. Como curiosidade, a *excise tax* da gasolina arrecadou cerca de US\$ 22 bilhões no ano fiscal de 1.999 (BATF, 2.000). O imposto também é praticado às diversas misturas de gasolina e álcool.

Dadas as recorrentes notícias veiculadas pela imprensa brasileira a respeito de vazamentos em tanques de armazenamento de combustíveis em postos de gasolina, vale chamar a atenção para o fato de que os norte-americanos constituíram um fundo específico para enfrentar esse problema.

A gasolina também está sujeita a *excises taxes* em nível estadual. Em média, os Estados oneram a gasolina em US\$ 0,226/galão em média. Este imposto estadual é bastante variável pelo país. Na Georgia, a alíquota é de US\$ 0,075/galão, enquanto em New York, este valor atinge US\$ 0,297/galão (Barnes, 2.000 e Wilson & Antonelli, 2.000). Além disso, alguns Estados ainda cobram a *sales tax*, como a Califórnia, New York, Michigan, Georgia e Hawaii. Muitas municipalidades também impõem uma taxa de nível local. Estima-se que

essas taxas sejam, em média, de US\$ 0,02/galão em nível nacional. Muitos Estados, além da *sales tax*, impõem dois impostos sobre a comercialização de varejo denominados *gross receipts taxes* e de *underground storage tank taxes*, que são representativos na arrecadação (Wilson & Antonelli, 2.000).

Estimativas dão conta de que a carga tributária total sobre a gasolina representou US\$ 53 bilhões no ano fiscal de 1.999, sendo US\$ 22,6 bilhões em nível nacional e US\$ 30,1 bilhões em nível subnacional (Barnes, 2.000)

A estrutura de preço médio da gasolina nos EUA em maio de 2.000 era composta como segue, *ibid.*:

Óleo cru	43%
Refino (*)	20%
Distribuição e Marketing(*)	9%
Impostos	28%

(*) custo e lucro considerados.

O preço médio da gasolina regular em 10 de julho de 2.000 (US\$/galão), era de, *ibid.*:

New England	US\$ 1,65
Central Atlantic	US\$ 1,65
Lower Atlantic	US\$ 1,53
Midwest	US\$ 1,59
Gulf Coast	US\$ 1,53
Rocky Mountain	US\$ 1,62
West Coast	US\$ 1,68

O mesmo ocorre com o óleo diesel, ou seja, existe o encargo de *excise tax* de âmbito federal e estadual. Em nível federal, a alíquota é de US\$ 0,244/galão para consumo geral. O diesel para trens é taxado em US\$ 0,043/galão. Para certos casos de ônibus intermunicipais e locais, a taxa é de US\$ 0,074/galão. Em nível estadual, a *excise tax* varia de US\$ 0,075, na Georgia, a US\$ 0,258 no Wisconsin (Wilson & Antonelli, 2.000). Também existe a incidência de taxas locais que, em média, oneram o diesel em cerca de US\$ 0,002/galão. À semelhança da gasolina, muitos Estados impõem ao comércio varejista o *gross receipts taxes* e o *underground storage tank taxes*, *ibid.*

Todos os demais combustíveis estão sujeitos ao mesmo tipo de tributação que é imposta ao diesel e à gasolina. Sempre um valor fixo por galão. Como curiosidade, a *excise tax* para o carvão é determinada *ad valorem*, ou seja, existe uma alíquota percentual sobre o valor das vendas, no caso federal é de 4,4%. Também como curiosidade, a *excise tax* para os serviços de telefonia é de 3%, em

nível federal. Não existe a *excise tax* para os serviços de energia elétrica. Dentro das *excise tax* são estabelecidas algumas taxas ambientais específicas.

O conceito de imposto seletivo sobre combustíveis também é praticado na Europa. No ano fiscal de 1.997/1.998, a arrecadação da *excise tax* sobre combustíveis derivados de petróleo no Reino Unido representou 6,5% da receita tributária global. Como curiosidade, o VAT foi responsável por 17,2% da receita, (Smith, 1.998).

Nessa mesma linha, o SINDICATO NACIONAL DE DISTRIBUIDORES DE COMBUSTÍVEIS (2.001) vem propondo a implantação do ISC - Imposto Seletivo sobre Combustíveis, tendo, inclusive, encaminhado ao Congresso Nacional minuta de Emenda Constitucional a respeito. Na apresentação da proposta pode ser lido o seguinte texto que sintetiza bem a situação e o sentimento de importantes agentes do setor:

São conhecidos todos os gravíssimos desvios provocados pelo sistema de tributação em março de 1.989, que resultaram em inimaginável volume de evasão fiscal, absurda desorganização do mercado - decorrente da sonegação de impostos - levando a uma concorrência selvagem e desleal. Adicione-se a isso um brutal aumento de custos tanto para os contribuintes quanto para a administração pública, resultante de uma quantidade absurda de normas imprecisas, dúbias e ilegais. A retomada da tributação única para o setor, consolidando todos os tributos hoje existentes, certamente permitirá corrigir as distorções, quer do mercado quer da arrecadação.

Outros agentes de grande influência sobre o mercado varejista de combustíveis (Jornal SPposto, 2.000) também clamam por uma reforma tributária no setor. Advogam a mesma tese do imposto seletivo, conforma segue:

Aliás, o único ponto em que parlamentares, governo e setores afins convergem para um entendimento é na área de combustíveis. Todos estão certos que a evasão fiscal, da ordem de R\$ 4 bilhões anuais no setor, só terá fim quando se alterar o ambiente tributário ora instalado. Essa é a nossa bandeira de moralização. Somente com um mercado livre, sadio e consolidado, onde todos possam competir em condições semelhantes, é que atingiremos uma situação confortável para a categoria.

Como parte dessa reforma, elencamos, em primeiro lugar, o imposto único para os combustíveis, o qual, substituindo todos os outros, seria cobrado uma única vez na refinaria ou no momento da importação (quando ela puder acontecer), sem prejuízo de sua distribuição para as diferentes esferas de governo.

(...)

Outra situação que poderia auxiliar no restabelecimento da ética no setor é o equilíbrio da carga tributária entre todos os Estados da Federação, evitando assim, o passeio de produtos e notas fiscais entre Estados vizinhos.

Ainda de forma a contribuir para o saneamento do mercado, há que se considerar o baixo nível de tributação de outros produtos que são adicionados à gasolina e ao próprio álcool, fato que acaba incentivando misturas indesejadas e barateando o preço final dos combustíveis.

Finalmente, na concepção final da reforma tributária, é importante que possamos contar com uma legislação clara e tecnicamente incontestável, com o objetivo de garantir uma arrecadação sem distorções nem fraudes para o nosso setor, cuja contribuição tributária é bastante expressiva para a economia do país.

Correto!

A proposta de reforma tributária em tramitação no Congresso Nacional do Poder Executivo - Proposta de Emenda à Constituição nº 175-A, de 1.995, com redação dada pelo Substitutivo adotado pelo Deputado Mussa Demes, trata a questão com as seguintes propostas:

Artigo 154. A União, os Estados e o Distrito Federal arrecadarão, compartilhadamente, impostos sobre:

I - operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços, ainda que as operações e as prestações se iniciem no exterior;

II - operações relativas à circulação de combustíveis automotivos definidos em lei complementar.

§ 1º Os impostos previstos nos incisos I e II observarão as seguintes normas comuns:

I - serão instituídos e regulados em lei complementar;

II - as alíquotas de cada mercadoria ou serviço serão uniformes em todo território nacional;

III - a cada alíquota estadual corresponderá uma alíquota federal fixada em lei, sendo admitida, quanto a esta, a faculdade de que trata o art. 153, § 1º;

(...)

VI - a lei complementar indicará as formas de compensação e aproveitamento dos impostos, assegurando: (...);

VII - não incidirão sobre a exportação de combustíveis automotivos e de mercadorias, nem sobre serviços prestados a destinatário no exterior, assegurando o aproveitamento do montante do imposto cobrado nas operações e prestações anteriores;

VIII - as alíquotas da União e as dos Estados e do Distrito Federal serão aplicadas sobre a mesma base de cálculo, admitida base de cálculo diferente se a

parcela estadual ou federal do imposto for calculada através de alíquota específica;

(...)

§ 2º o imposto previsto no inciso I do caput observará, ainda, o seguinte:

I - será não cumulativo, compensado-se o que for devido, em cada operação ou prestação:

(...)

III - as alíquotas federais e estaduais serão exclusivamente as seguintes:

(...)

c) especial, destinada a conceder tratamento mais favorecido aos serviços de educação, aos gêneros alimentícios de primeira necessidade, listados em lei complementar e à energia elétrica produzida por fontes eólica e solar, por biomassa e por pequenas centrais hidrelétricas;

d) seletivas ou específicas, aplicáveis às operações relativas à circulação de tabaco e seus produtos, bebidas e energia elétrica e às prestações de serviços de comunicação, definidas em lei complementar;

IV - nas operações e prestações interestaduais entre contribuintes, a alíquota estadual será reduzida a zero e a federal acrescida dos pontos percentuais correspondentes à alíquota do Estado de origem;

V - nas operações e prestações interestaduais destinadas a não contribuintes ou a contribuinte submetido a sistema simplificado que implique a não utilização do imposto anteriormente pago, será devido à União também o montante do imposto resultante da aplicação da alíquota do Estado de origem, assegurada a comensação prevista no inciso I, a;

VI - no caso do inciso anterior, a União entregará aos Estados e aos Distrito Federal o produto da arrecadação do imposto calculado através da alíquota estadual, proporcionalmente às respectivas arrecadações do imposto;

(...)

XV - o imposto incidente sobre mercadorias e serviços adquiridos por produtores de hidrocarbonetos líquidos em estado natural será aproveitado na forma prevista em lei complementar de que trata o § 1º,

§ 3º O imposto previsto no inciso II do caput observará, ainda, o seguinte:

I - incidirá uma única vez desde a produção ou importação até o consumo final, e as alíquotas poderão ser seletivas;

II - os produtos por ele tributados não sofrerão a incidência de qualquer outro imposto ou contribuição, exceto dos impostos previstos no artigo 153, I e II, e das contribuições de intervenção ambiental e no domínio econômico;

III - a parcela estadual do imposto será devida ao Estado consumidor do produto, na forma regulamentada em lei complementar;

IV - os hidrocarbonetos líquidos em estado natural não sofrerão a incidência de qualquer imposto ou contribuição, exceto dos impostos previstos no art. 153, I e II, e das contribuições de intervenção ambiental e no domínio econômico.

(...)

Seção VII - Da Repartição das Receitas Tributárias

Artigo 158 Pertencem aos Municípios:

(...)

IV - 25% do produto da arrecadação estadual referente ao imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços e ao imposto sobre operações relativas à circulação de combustíveis automotivos, acrescidos dos recursos que forem atribuídos aos Estados nos termos do art. 154, § 2º, VI.

(...)

Artigo 159 A União entregará:

I - do produto da arrecadação do imposto sobre a renda e proventos de qualquer natureza e do produto de sua arrecadação do imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços e do imposto sobre operações relativas à circulação de combustíveis automotivos quarenta e sete por cento da seguinte forma:

(...)

§ 1º Para efeito de cálculo da entrega a ser efetuada de acordo com o previsto no inciso I, excluir-se-ão:

(...)

II - a parcela da arrecadação federal dos impostos mencionados no artigo 154, que exceder a 25% do produto da arrecadação estadual dos mesmos impostos;

(...)

§ 2º Em nenhuma hipótese, a base de cálculo das entregas previstas no art. 159, I, relativas aos impostos de trata o art. 154, poderá ser inferior a 25% do produto da arrecadação estadual desses impostos.

(...)

Artigo 161 ...

§ 1º No caso das usinas hidrelétricas, 50% do valor adicionado serão atribuídos aos Municípios em que estiverem instaladas e 50% serão atribuídos aos Municípios impactados pelo reservatório, proporcionalmente à área alagada.

(...)

Artigo 13 São acrescentados os seguintes artigos ao Ato das Disposições Constitucionais Transitórias:

(...)

Artigo 77 Nos cinco primeiros exercícios financeiros em que for exigido o imposto de que trata o artigo 154, I, da Constituição Federal será observado o seguinte:

I - as alíquotas mencionadas no art. 154, § 2º, III, da Constituição Federal, destinadas à exigência da parcela estadual do imposto, serão as seguintes:

- a) padrão, igual ou superior a 15%;*
- b) reduzida e ampliada, iguais, respectivamente, a 80% e 120% da alíquota padrão;*
- c) especial, até 30% da alíquota padrão;*
- d) seletivas, iguais ou superiores a 170% da alíquota padrão;*

II - nas operações e prestações interestaduais, exceto as relativas a petróleo, lubrificantes, combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, e energia elétrica, será devida:

- a) ao Estado ou ao Distrito Federal onde ocorrer a operação ou prestação, a parcela do imposto resultante da alíquota interestadual fixada na forma dos incisos III e IV deste artigo;*
- b) à União, a parcela do imposto resultante da aplicação da alíquota federal, acrescida da diferença entre a alíquota estadual fixada na forma do inciso I deste artigo e a interestadual correspondente;*

(...)

Artigo 84 Pelo prazo de três anos, do montante da arrecadação federal do imposto de que trata o artigo 154, II, da Constituição Federal, efetuada a dedução prevista no art. 159, § 1º, II, serão destinados a obras de infra-estrutura do sistema nacional de viação, priorizadas a conservação, recuperação, eliminação de pontos críticos, melhoria e adequação de capacidade de rodovias:

I - 50%, pela União;

II - 21,5% pelos Estados e Distrito Federal;

III - 22,5% pelos Municípios.

§ 1º A destinação dos recursos aos Estados, Distrito Federal e Municípios obedecerá à legislação dos fundos de participação previstos no art. 159, I, a e b, da Constituição Federal.

§ 2º 3% da parcela federal do imposto, efetuada a dedução prevista no caput, serão aplicados na forma prevista no art. 159, I, c, da Constituição Federal.

A reforma tributária em debate tem uma opção inicial pela tentativa de aplicação da forma do IVA dual, com destaque à parte para os combustíveis automotivos, travestido de um imposto único. A arrecadação seria feita uma única vez no atacado, ou seja, refinarias ou distribuidores, sujeito a uma alíquota seletiva. Observa-se também uma vinculação de 94% da parcela arrecadada pela União com os programas rodoviários nos três níveis de administração pública. Outros 3% seriam repassados aos Estados e Município nos termos dos fundos de participação. Enfim, a parcela livre cabível à União seria de apenas 3%.

De pronto merece ser destacado que uma matéria desse tipo não deveria ser constitucionalizada. Há um engessamento que é absolutamente incomum em

relação aos demais países. Nós mesmos, brasileiros, temos uma história a respeito, longamente demonstrada em capítulos precedentes. Temos algumas experiências que não recomendam a constitucionalização da matéria. A vinculação dos recursos obtidos com este imposto específico deveria ser remetida para a legislação ordinária de cada ente nacional e subnacional. A amarração constitucional poderia inviabilizar alterações de rumos para atendimento de outras necessidades de investimentos, como por exemplo: programas de transporte de massas em regiões metropolitanas, transportes ferroviário, aeroviário, marítimo e fluvial. Todas essas outras modalidades de transporte seriam contribuintes do imposto sobre combustíveis automotivos. Além disso, as necessidades de investimentos em recuperação da malha rodoviária em nível nacional não são uniformes. Deve ser observado que alguns Estados privatizaram a exploração de suas principais auto-estradas, cabendo às concessionárias a responsabilidade pela manutenção e expansão. Outros Estados nada fizeram a respeito. Em contrapartida, o usuário paga pedágio por sua utilização. Também é certo que a maioria dos grandes municípios apresentam maiores demandas no transporte de massas. Ao longo da história do IUCLG testemunhou-se uma série de alterações de fundos com os recursos dele derivados. Também é preciso lançar vistas à questão do armazenamento de combustíveis em tanques subterrâneos. Não deve ser à toa a preocupação dos norte-americanos com essa matéria.

Enfim, a proposta de acrescentar o artigo 84 ao Ato das Disposições Constitucionais Transitórias parece um grande equívoco. Talvez até maior que aquele do imposto sobre vendas a varejo de combustíveis automotivos de competência municipal.

Também é inoportuna a fixação constitucional da alíquota sobre combustíveis automotivos. A nova redação proposta para o artigo 154, § 3º, I, é ruim na medida que estabelece que as alíquotas *poderão* ser seletivas. Por outro lado, nos termos da proposta de ser acrescentado o artigo 77 ao Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, nos cinco primeiros exercícios financeiros a alíquota seletiva seria 2,7 vezes a alíquota padrão, no mínimo. O mercado internacional de petróleo é muito volátil. Várias vezes já se testemunhou a disparada de preços no mercado internacional, seguido de um recuo mais ou menos demorado. Sempre que isso ocorre, as autoridades econômicas vêm-se obrigadas a reduzir os impostos incidentes sobre os derivados numa tentativa de contenção de preços ao consumidor. O mesmo já aconteceu no Brasil do IUCLG em 1.974 e 1.980, em consequência dos choques do petróleo. O mesmo têm feito as autoridades européias e norte-americanas nessa atual escalada dos preços internacionais do petróleo 2.000/2.001. Sob o ponto de vista econômico, é péssima a idéia de vincular a alíquota dos combustíveis à alíquota padrão das operações com mercadorias e serviços gerais. Pior ainda se esse vínculo for constitucional. Cabe notar que, nos EUA a *excise tax* é definida por um valor fixo



pela quantidade (US\$/galão). Este valor pode ser modificado sempre que necessário.

Esse mesmo raciocínio é extensivo para a energia elétrica. Lamentavelmente a oferta de energia elétrica no país pelos próximos dez anos não é de todo confortável. Alertas sobre possíveis restrições de suprimento são recorrentes e alcançam a grande imprensa, invariavelmente. Com a progressiva introdução da desregulamentação, livre competição na geração e mercado atacadista de energia, ao lado de outras providências, é provável uma certa volatilidade de preços frente a uma forte restrição de suprimento. Nesse caso, as autoridades seriam obrigadas a reduzir as alíquotas dos impostos. Na via oposta, poderiam até aumentar a arrecadação. Também é merecedora de análise a alíquota proposta para os primeiros cinco anos: 170% da alíquota padrão de 15%, no mínimo. Isto equivale a uma alíquota mínima de 40%. Uma carga brutal se comparado com os atuais 25% de ICMS, no máximo. Considerando que a base de cálculo leva em conta o próprio imposto, o encarecimento seria de inimagináveis 66% do valor da energia consumida.

Ainda com respeito à energia elétrica, a proposta de Emenda Constitucional rompe com uma tradição de quase 50 anos, ao transferir a arrecadação do imposto em um único estágio, na última operação, para múltiplos estágios, isto é, ao longo da geração, transmissão e distribuição. A antiga história do IUEE ao lado da recente história do ICMS sobre a energia elétrica, não têm mostrado, salvo melhor juízo, uma distorção relevante pela sua cobrança num único estágio. Por quê alterar um mecanismo que não tem apresentado defeito? Para os combustíveis automotivos propõe-se a cobrança em estágio único. É fato que, com a introdução do mercado competitivo, a energia comercializada mediante contratos bilaterais e aquela adquirida no curto prazo, deveriam sofrer uma tributação específica, como será comentado mais adiante. Por conta disso, ou seja, por conta de pouco mais de uma centena de agentes (geradoras e distribuidoras) que virtualmente sejam merecedores de tributação específica, não é recomendável a extensão dessa preocupação a tantos outros membros dessa cadeia, especialmente os milhões de consumidores finais.

É louvável a preocupação em promover uma alíquota reduzida para as fontes alternativas de geração de energia elétrica: eólicas, solar e biomassa. Todavia, esse benefício poderia ser praticado de outras formas. Menos louvável é a preocupação pelo aproveitamento, não muito claro, do imposto incidente sobre mercadorias e serviços adquiridos por produtores de hidrocarbonetos líquidos em estado natural (leia-se petróleo). Razoável que esse virtual benefício pudesse ser estendido à produção de eletricidade, independentemente da forma de energia primária utilizada, assim como aos produtores de gás natural (artigo 154, § 2º, XV). Eventualmente isso demonstra a falta de visão sistêmica com respeito às questões energéticas. Aliás, essa matéria específica tem sido alvo de grandes

disputas entre os Estados. De novo, não se trata de uma matéria para o âmbito constitucional.

O tratamento para as comunicações está muito próximo àquele dispensado para a energia elétrica.

Em resumo, as propostas de Emenda Constitucional visando a reforma tributária não são as mais adequadas. A questão da distribuição da repartição da receitas tributárias entre os municípios permanece inalterada. Com isso, os mesmo vícios apontados no item anterior permanecem intocados. Cerca de 5.000 municípios brasileiros têm menos de 50.000 habitantes e, em média, suas receitas próprias não chegam a 15% do total de seus orçamentos. Por isso, são altamente dependentes dos repasses estaduais e federais.

O grande equívoco da Constituição de 1.988 foi a extinção dos impostos únicos, quando teria sido mais razoável o seu aperfeiçoamento. Claro que havia uma forte motivação para uma descentralização política, administrativa e tributária. Afinal, foram cerca de 20 anos de regime centralizado e autoritário. A redemocratização do País era secundada pelo fortalecimento dos Estados e Municípios que, portanto, era a pedra de toque dos constituintes. Sob o ponto de vista político, a democracia norte-americana em nada é arranhada com as *excises taxes* sobre combustíveis e comunicações compartilhadas entre a União e os Estados.

Pela análise comparada e estribado nos argumentos anteriores, propõe-se que seja recebida e agasalhada a tese do retorno do imposto seletivo sobre combustíveis, energia elétrica e comunicações, sobre uma outra roupagem, conforme detalhado a seguir. Com isso, haveria um único instrumento jurídico moderno, claro e transparente para o que hoje representa quase 40% da arrecadação do ICMS. Grande parte de sua exequibilidade resulta das ferramentas propiciadas pela informática e pela transmissão de dados on line, ferramentas indisponíveis de forma vulgarizada à época de vigência do IUEE e IUCLG.

Alguns pontos seriam comuns aos impostos propostos. Em primeiro lugar, seriam arrecadados em um único estágio. Os relativos a energia elétrica e comunicações seriam arrecadados unicamente na operação de consumo final. O imposto relativo ao consumo de combustíveis seriam recolhidos nas operações iniciais, isto é, nas refinarias ou suas bases de distribuição ou na operação de importação. O próprio contribuinte, ou seu substituto, faria o recolhimento direto das parcelas destinadas a União, Estados e Municípios. Não haveria qualquer forma de repasse entre União e Estados, e entre esses e os Municípios. Também não haveria qualquer vinculação dessas receitas com fundos específicos de investimentos. A totalidade da arrecadação seria destinada aos orçamentos nacional e subnacionais. A eventual decisão por esse vínculo ficaria por conta exclusiva de cada ente da administração pública, mediante decisão da Câmara dos Deputados, Assembléias Estaduais ou das Câmaras de Vereadores.



O recolhimento dos tributos seria proporcional ao consumo interno de cada Estado e cada Município. A título de exemplo, a totalidade do valor do imposto recolhido relativo a energia elétrica e comunicações de um dado município seria inteiramente repassado a ele. O mesmo ocorreria com a parcela dos Estados e da União. Enfim, o local da operação é aquele onde ocorre o consumo final.

Considerando que os agentes contribuintes são em número bastante reduzido, pouco mais de sessenta concessionárias de energia elétrica, pouco mais de trinta concessionárias de comunicações e uma dezena de refinarias, e considerando que todas elas dispõem dos mais modernos recursos de informática, todas elas deveriam manter em seus portais as informações sobre o recolhimento mensal feito a cada Estado e Município. Essa medida visa mais a transparência que a fiscalização. Assim, qualquer cidadão poderia estar acompanhando a arrecadação do seu Município e do seu Estado.

As fiscalizações sobre esses impostos seriam feitas pela Receita Federal e Receitas Estaduais, sem prejuízo da colaboração fiscalizadora da ANEEL, ANP e ANATEL.

As isenções e não incidências seriam uniformes em todo território nacional, bem como a base de cálculo dos impostos. Relativamente a parcela federal, as alíquotas sobre cada classe de consumidores de energia elétrica e de comunicações seria única em todo território nacional. O mesmo ocorreria com os combustíveis líquidos e gasosos. As alíquotas referentes as parcelas estaduais e municipais seriam fixadas por cada Estado, dentro de uma certa faixa estabelecida para cada região brasileira. As alíquotas dos Municípios de um dado Estado seriam uniformes para todo o Estado.

Seguindo o princípio adotado para o ICMS, as alíquotas dos Municípios seriam correspondentes a 1/4 da parcela estadual. Para todos os repasses legais que os Estados são obrigados a fazer, a receita desses impostos deveriam ser tratados como aqueles do ICMS, exceto o repasse aos Municípios. Exemplo: repasse às Universidades, aos programas habitacionais e outros.

Com respeito as alíquotas, o que se segue é apenas um indicativo para discussões. Todavia, não são esperadas alternativas fortemente discordantes.

A energia elétrica e as comunicações seriam tratadas por cada classe de consumidor, a saber: residencial, comercial (engloba serviços), rural, industrial e público. Num segundo momento, talvez após 5 anos, as classes comercial, industrial e rural pudessem ser subdivididas com vistas a uma maior justiça tributária.

Em linhas gerais propõe-se a aplicação de alíquotas progressivas em função do consumo até um determinado teto. Em verdade, seria politicamente mais correto afirmar que é dado um desconto tributário para os consumidores menos favorecidos. Atualmente, existe uma certa estupidez nesse aspecto. Embora atendo-se ao caso paulista, essa matéria é generalizada entre os Estados.



É o caso da isenção do ICMS para consumidor residencial com consumo inferior a 50 kWh/mês, a partir daí a alíquota é de 12% até um consumo de 200 kWh/mês e, por fim, acima disso a alíquota é de 25%. Desgraçadamente, o consumo médio residencial paulista está em torno de 200 kWh/mês por unidade. É preciso minimizar essa função degrau, para evitar grandes oscilações para o consumidor é para a própria receita tributária.

Para um melhor entendimento do contribuinte, com vistas a uma rigorosa transparência, o próprio imposto não faria parte da sua base de cálculo. Tanto para a energia elétrica como para as comunicações, a parcela cabível à União seria a mesma destinada aos Municípios.

Para consumidores residenciais de energia elétrica propõe-se algo do seguinte tipo:

Tabela 7.1

Alíquotas sobre o consumo de energia elétrica (kWh/mês) - Classe Residencial

	0 a 50	50 a 100	100 a 200	200 a 400	> 400
Est. + Munc.	isento	6%	12%	18%	25%
Estados	isento	4,5%	9%	13,5%	18,75%
Municípios	isento	1,5%	3%	4,5%	6,25%
União	isento	1,5%	3%	4,5%	6,25%
Total	isento	7,5%	15%	22,5%	31,25%

Essa distribuição de alíquotas por faixas se justifica pela caráter essencial da energia elétrica, ao menos para iluminar a escuridão, conservar alimentos e higiene pessoal. A alíquota única poderia ser injusta com as camadas populares socialmente mais carentes. Mediante esta justificativa, não seria cabível uma aplicação "em cascata" dos benefícios tributários. Fato que já não pode ser considerado em relação as comunicações. Por isso, para o setor de comunicações propõe-se a alíquota única sobre as faturas, no exato valor da praticada para a energia elétrica para consumidores com consumo superior a 400 kWh/mês.

Exceto o consumo de energia elétrica para fins residenciais, o tributo sobre a energia não é um mecanismo adequado para a promoção de justiça social. Sua finalidade seria puramente de arrecadação aos cofres públicos. As políticas de justiça social deveria ser promovidas de acordo com as conveniências de cada Estado e Município, a partir do orçamento público, além, é claro, de outros instrumentos tributários, notadamente o imposto sobre a renda.

Essa preliminar se faz necessária como uma justificativa prévia sobre a alíquota única sobre o segmento do comércio e dos serviços. Não há como promover uma diferenciação entre uma pequena pensão do interior e um hotel de nível internacional no Rio de Janeiro ou São Paulo. Ou um botequim de periferia e um luxuoso restaurante na região dos Jardins em São Paulo. Ou ainda uma pequena venda do interior e um hipermercado da região metropolitana. A

diferença entre eles será determinada unicamente pelo nível de consumo de energia elétrica e as necessidades de comunicação.

Além da análise de comparação entre os mesmos ramos de atividade, há que comentar sobre as extremas diferenças entre as áreas de atividades. Por exemplo, é provável que uma salão de cabelereira venha a consumir mais energia que um consultório médico. É até possível que a fatura de comunicações seja maior. Entretanto, a receita obtida pode ser bastante distante entre elas. Pior ainda seria a comparação entre uma agência bancária e uma livraria. Nesse sentido, é que foi proposto uma subdivisão entre as atividades com vistas a aplicação de tarifas diferenciadas. Todavia, tal medida não seria factível num primeiro momento. Assim sendo, sugere-se a aplicação de alíquota única em todo o Estado.

Considerando que o imposto seletivo deveria levar em consideração o PIS/PASEP e COFINS, e seu valor não faz parte da base de cálculo, as alíquotas propostas são aquelas do consumo residencial, tanto em comunicações como em energia elétrica, ou seja:

alíquota do Estado	18,75%,
alíquota do Município	6,25%,
alíquota da União	6,25%,
alíquota TOTAL	31,25%.

Nesse ponto merece ser destacada uma importante observação com respeito à parcela da demanda nas faturas da energia elétrica. Rigorosamente, demanda não pode ser avaliada como uma mercadoria ou bem, como o é a energia elétrica. Na verdade, a demanda é uma parcela da fatura que traduz o custo pelo uso e conexão ao sistema elétrico. Ela tem a mesma natureza que a "assinatura" nas faturas telefônicas. Tanto é que, os consumidores livres de energia elétrica podem contratar a energia com qualquer fornecedor, enquanto a parcela demanda deve ser contratada compulsoriamente com a concessionária local, mediante contratos específicos. Das mesma forma, a cobrança da "assinatura" é feita unicamente pela concessionária local, mediante um contrato de adesão. Num primeiro momento este fato não seria levado em conta. Posteriormente, essas parcelas deveriam ser segregadas para fins de tributação, e sobre elas deveria haver a cobrança do Imposto sobre Serviços, de competência municipal.

O setor público em geral seria isento do imposto seletivo sobre a energia elétrica e comunicações. Isto se aplicaria aos poderes executivo, legislativo e judiciário, nos três níveis de administração, ou seja, federal, estadual e municipal. As empresas públicas ou de economia mista não estariam isentas. Entretanto, deveriam ser estabelecidos alguns benefícios, via alíquotas mais reduzidas, para

algumas atividades ou serviços muito específicos e de interesse geral, tais como: saneamento básico, transportes eletrificados, serviços de irrigação e bombeamento, e, até mesmo, hospitais conveniados com o SUS.

O setor rural deveria ter um tratamento aos moldes daquele dispensado para o setor residencial, ou seja, alíquotas progressivas com respeito à energia elétrica e alíquota cheia para os serviços de comunicações. Uma primeira sugestão é apresentada abaixo:

Tabela 7.2

Alíquotas sobre o consumo de energia elétrica (kWh/mês) - Rural

	0 a 200	200 a 400	400 a 800	> 800
Est. + Munc.	isento	6%	12%	18%
Estados	isento	4,5%	9%	13,5%
Municípios	isento	1,5%	3%	4,5%
União	isento	1,5%	3%	4,5%
Total	isento	7,5%	15%	22,5%

Fica para uma discussão posterior a questão do gozo indevido do benefício por parte dos pequenos sítios de lazer, bem como das residências de veraneio. Todavia, há que se deixar claro que, equipamentos específicos como hotéis fazenda, clubes de lazer, restaurantes e assemelhados e agroindústrias, ainda que localizados na zona rural, não seriam tratados como estabelecimentos rurais para fins de tributação.

As alíquotas sobre as comunicações seriam as mesmas daquelas aplicadas ao comércio. Aliás, a alíquota sobre as comunicações seria única para todas as atividades, inclusive as industriais, exceto para aquelas com isenção.

A questão do imposto seletivo sobre a energia elétrica para o setor industrial é um pouco mais complicada. Tendo em conta que este imposto substituiria o PIS/PASEP e COFINS, é de supor que a alíquota da parcela federal seja uniforme, por exemplo de 4%. Com relação as parcelas estaduais e municipais, ao se elevar as alíquotas seria preciso estabelecer uma forma de compensação, via crédito tributário, a ser compensado no ICMS. Outra possibilidade seria a redução da alíquota de forma a não se praticar a compensação mediante crédito tributário. Em princípio, esta parece ser a melhor solução a ser aplicada para a maioria das indústrias, nas quais a eletricidade não pode ser considerada como insumo industrial. Nessas indústrias, a eletricidade pode ser considerada como um meio de produção destinada, sobretudo, ao acionamento de máquinas e iluminação e eventuais aquecimentos. Em geral, os gastos com energia elétrica nessas indústrias representam cerca de 0,5% a 3% da receita operacional. Assim sendo, a adoção do imposto seletivo deveria aumentar os custos entre 0,2% e 1%, no máximo.

O grande problema surge nas indústrias energo-intensivas e naquelas nas quais a eletricidade é considerada como insumo industrial. São os casos típicos das siderúrgicas, usinas de pelotização de minério de ferro, redução de materiais metálicos não ferrosos (cobre e alumínio, entre outros), papel e celulose, obtenção de cloro e soda cáustica, vidros, cimento, determinadas indústrias do setor metal mecânico e químico, refinarias e petroquímica e algumas outras. Existem indústrias onde os gastos com energia elétrica podem chegar até 2/3 da receita operacional.

Cabe registrar que não existem mais que 500 indústrias de grande porte nessas condições. A maioria já se constituiu como consumidores livres. Por outro lado, a maioria dispõe de sistemas próprios de geração de energia elétrica, ou seja, são autoprodutores.

No mundo globalizado, todos sabemos que não há lugar para exportação de impostos. A desoneração das exportações é imperiosa. Entretanto é preciso ter em mente que, a aplicação do imposto seletivo da energia elétrica na indústria aeronáutica praticamente não terá qualquer impacto sobre o preço de venda, dada a ridícula participação da energia elétrica na composição de custos nas aeronaves brasileiras. Situação diametralmente oposta ocorre com as exportações de alumínio, por exemplo.

Feitas as considerações, propõe-se para as indústrias atendidas em tensão primária de distribuição, isto é, até 34,5 kV, ou em tensão secundária de distribuição, as seguintes alíquotas, sem direito a qualquer tipo de compensação:

Tabela 7.3

Alíquotas sobre o consumo de energia elétrica (kWh/mês) - Industrial

	0 a 5000	5000 a 10000	10000 a 20000	> 20.000
Est. + Munc.	isento	6%	12%	18%
Estados	isento	4,5%	9%	13,5%
Municípios	isento	1,5%	3%	4,5%
União	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Total	4,0%	10,0%	16,0%	22,0%

No caso industrial, a incidência seria em "cascata", ou seja, qualquer que fosse o consumo medido superior a 20.000 kWh/mês, o consumidor contribuinte gozaria dos benefícios relativos às alíquotas iniciais. Como já discutido, posteriormente seria revista a questão relativa a parcela de demanda.

Para as indústrias energo intensivas, atendidas em tensão igual ou superior a 69 kV, para que não haja o mecanismo de crédito de compensação, a alíquota deveria ser reduzida de forma proporcional ao custo da energia elétrica em relação a receita operacional líquida. Algo parecido com a redução do antigo

Empréstimo Compulsório a Eletrobrás - ECE. Além disso, não haveria qualquer incidência sobre a parcela da demanda, ou seja, sobre os valores relativos aos contratos de uso e conexão ao sistema elétrico de transmissão e distribuição. A incidência seria exclusivamente relativa a aquisição de energia para consumo, devidamente segregada da energia autoproduzida, com as seguintes alíquotas:

$$\% (E+M) = 0,18 \times [1 - D/R]$$

onde:

$\%(E+M)$ - alíquota relativo as parcelas estaduais e municipais da energia elétrica consumida,

D - despesas anuais com energia elétrica,

R - receitas operacionais anuais.

Com respeito a autoprodução de energia, o recolhimento seria feito calculando-se o montante de energia de autoprodução em MWh multiplicado por 4% do Valor Normativo estabelecido pela ANEEL para a respectiva fonte de geração. A divisão da receita seria feita na base de 50% ao Estado, 25% ao Município e 25% à União. O local da operação é considerado aquele onde ocorre o consumo. A questão da autoprodução é merecedora de melhor análise mais adiante.

O imposto seletivo seria aplicado aos seguintes combustíveis: gasolina, óleo diesel, QAV, GAV, GLP, óleos combustíveis, álcool etílico hidratado e anidro, gás natural e lubrificantes. Todo combustível utilizado para geração de energia elétrica por produtores independentes ou autoprodutores seria isento do imposto seletivo.

O óleo combustível e o gás natural para consumo industrial estariam sujeitos a uma alíquota bastante baixa com vistas a minimizar o impacto sobre os preços dos produtos finais. Os demais combustíveis teriam alíquotas suficientes para a cobertura da atual arrecadação efetivada pelo ICMS e PIS/PASESP e COFINS.

Como exemplo, o Sindicato Nacional de Distribuidores de Combustíveis calcula em 53,5% do preço de bomba a totalidade de tributos incidentes sobre a gasolina. Aliás, é exatamente esta a alíquota proposta para o imposto seletivo sobre a gasolina por ele proposto. Posto que a arrecadação seria feita ao preço de refinaria ou base de distribuição, a alíquota deveria ser majorada para atender aquele montante anunciado.

A base para a proposição de alíquotas seria bastante simples. Dadas as informações contidas no relatório "Divulgação de Resultados - 2.000" da Petrobrás, com o volume da receita operacional líquida sobre cada um dos combustíveis, é possível extrair o valor das alíquotas que seriam necessárias para a obtenção das mesmas receitas tributárias. É preciso deixar claro que as vendas

para o exterior de combustíveis não estariam sujeitas a esta tributação. Da mesma forma, muitos outros derivados estariam sujeitos ao regime normal e geral de tributação. Os lubrificantes automotivos estariam sujeitos ao imposto seletivo.

Tabela 7.4

Vendas internas realizadas em 2.000 pela Petrobrás (R\$ milhões)

gasolina	8.214
diesel	15.038
óleo combustível	2.502
GLP	4.435
gás natural	967
nafta	5.002
outros	4.575
TOTAL	40.733

Lembrando que o ICMS dos derivados de petróleo responde por cerca de 18% do total arrecadado, ou seja, cerca de R\$ 15 bilhões para o ano de 2.000, é possível propor alíquotas mediante um simples processo de tentativa e erro para as parcelas estaduais e municipais. As alíquotas sobre a parcela federal seriam aquelas vigentes atualmente.

Tabela 7.5

Alíquotas propostas para os combustíveis sobre o preço refinaria ou equivalente

Produto	Estado+Munic (%)	União (%)
gasolina	80	15,0
diesel	40	12,5
GLP	15	14,4
óleo combustível	10	3,65
gás natural	10	3,65
QAV	30	3,65
GAV	60	3,65
lubrificantes	100	3,65
álcool anidro	80	3,65
álcool hidratado	60	8,2

Aos Municípios de destino desses produtos caberiam 25% da arrecadação dos Estados.

Não é propósito deste trabalho avaliar a justiça tributária sobre cada um dos produtos. Entretanto, com respeito ao PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre o GLP e diesel há uma clara distorção, se comparado com o querosene de aviação

e a gasolina de aviação. Por trás disso há um perverso mecanismo de transferência de renda dos mais pobres para as classes mais privilegiadas.

Com o tempo, melhorando as condições de controle e fiscalização, as alíquotas sobre o óleo diesel e GLP poderiam ser subdivididas em função do destino dos produtos, como acontece nos EUA. As alíquotas do diesel para ônibus urbanos, intermunicipais e interestaduais, barcos de pesca e consumo rural poderiam ser diferenciadas em relação ao diesel destinado a caminhões, utilitários e outros fins. O mesmo aconteceria com o GLP.

Merece ser revista as diversas alíquotas aplicadas sobre os combustíveis quando da existência do IUCLG.

7.3 TESE 3 - Uma breve discussão sobre a Compensação Financeira

Dois aspectos merecem atenção a respeito da Compensação Financeira pelo uso de recursos hídricos e pela exploração de petróleo.

O primeiro, aparentemente despercebido, é de capital importância para um futuro próximo. Atualmente o Brasil explora cerca de 25% do seu potencial hidráulico. Para que essa participação seja elevada é necessário que sejam agregados os potenciais de novas bacias hidrográficas, sobretudo na Amazônia. Aliás, já são discutidos os projetos preliminares da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu, no Estado do Pará. Complexo da dimensão da Usina de Itaipu. Deve ser recordado que a região Norte conta com outras hidrelétricas, como por exemplo: Tucuruí, Samuel, Balbina e Coaracy Nunes. A parte a questão ambiental, extremamente complexa, existe a questão das reservas indígenas.

A construção de novas usinas na região certamente acabaria por alagar territórios indígenas. Com a atual Constituição, a compensação financeira pelo utilização de recursos hídricos deve ser repartida entre os Estados e Municípios. Em tese, as comunidades indígenas não teriam qualquer tipo de ressarcimento a não ser a indenização pelo território. Aliás, essa matéria gera grandes controvérsias jurídicas.

Visando antecipar a futuros problemas com as nações indígenas, os quais poderiam se transformar em obstáculos até maiores que as próprias questões ambientais, é preciso estabelecer legislação que contemple parte da compensação financeira aos silvícolas.

A mesma providência deveria ser tomada com relação aos royalties de petróleo e gás natural.

Merece ser comentado que as obras da linha de transmissão do Complexo de Guri (Venezuela) a Boa Vista, em Roraima, têm experimentado grande atraso em decorrência de questões ambientais no trecho venezuelano. Em verdade, como testemunhado pelo autor, o cerne do problema reside na indenização às nações



indígenas daquele País pelo uso da terra. Na concepção deles, é devido algum ressarcimento pelo levantamento de torres de transmissão em seus territórios.

A Compensação Financeira pela exploração de recursos naturais em territórios indígenas não constitui novidade nos EUA. Como curiosidade, os royalties norte-americanos são de 12,5% para a produção em terra e 16% para a produção no mar (American Petroleum Institute, 2.001, a e b).

Um segundo ponto que merece discussão diz respeito à Compensação Financeira pelo uso de recursos hídricos para a geração de energia elétrica. Atualmente, como visto, a compensação é calculada como 6,75% da energia produzida valorada pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR), hoje em R\$ 29,40/MWh, corrigido anualmente. Por outro lado, os royalties sobre a produção de petróleo e gás natural são de 5 a 10% do montante produzido valorado ao preço de mercado, estabelecido mensalmente pela ANP. Quando o campo apresenta condições excepcionais de produção e, portanto, grande lucratividade, é devida uma participação especial. Assim, para o mesmo preceito constitucional que estabelece indenização pela exploração de recursos naturais, existem duas formas distintas de participação. Em princípio esta metodologia estaria correta considerando que as tarifas de energia elétrica são reajustadas anualmente. Entretanto, deve-se alertar para algumas novidades introduzidas pela programa de reestruturação do setor elétrico brasileiro.

Com o advento do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, a energia residual, ou seja, a energia comercializada fora dos contratos bilaterais é valorada ao preço de curto prazo (preço spot). Em certas ocasiões esse preço pode atingir entre 3 e 5 vezes os preços correntes. Com isso, existe a concreta possibilidade de geradores hídricos venderem os excessos de energia elétrica a bons preços. Ocorre que a fonte primária dessa energia é de propriedade da União. A pergunta que se faz é se isto seria justo. Atualmente, essa energia residual está em torno de 2% da energia comercializada. Há expectativa que nos próximos anos ela possa chegar até 15% do total comercializado. Dado seu futuro significado parece ser pertinente uma revisão da Compensação Financeira nesses casos. Levantado problema, propõe-se a tese da cobrança mais acentuada da Compensação Financeira sobre o montante de energia residual vendida a preços MAE, ou seja, preços de curto prazo. Como sugestão inicial, propõe-se uma revisão da legislação de forma que a compensação seja de 25% da energia residual de curto prazo comercializada valorada pela Tarifa Atualizada de Referência.

Por fim, mas não por último, é preciso registrar que a discussão sobre o imposto ambiental, ou imposto verde, ou imposto ecológico, deverá ficar para um próximo trabalho.



Bibliografia

- 1) _____. A reforma tributária no setor dos combustíveis. Jornal SPposto, <http://www.postonet.com.br> (29/10/00).
- 2) _____. Energy Taxes. <http://www.energy.rochester.edu> (12/02/01).
- 3) Affonso, Rui de Brito Álvares & Silva, Pedro Luiz Barros (organizadores). Reforma tributária e federação. São Paulo: FUNDAP - Fundação do Desenvolvimento Administrativo do Estado de São Paulo (Federalismo no Brasil). Editora UNESP, 1.995.
- 4) Afonso, José Roberto & Araujo, Érika A. Tributação das vendas: evolução histórica (ou involução). Informe-se, nº 7, Fevereiro 2.000. Secretaria para Assuntos Fiscais, BNDES, Rio de Janeiro. www.bndes.gov.br.
- 5) Almeida, Celso Barbosa et al. Como os índices de preços captam as variações de tarifas e serviços públicos. Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda. www.fazenda.gov.br/seae.
- 6) AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Improvements needed in royalty payment system. American Petroleum Institute Issues and Research - Papers. www.api.org (4/3/01).
- 7) AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Questions and answers on royalty valuation. American Petroleum Institute Issues and Research - Papers. www.api.org, (4/3/01).
- 8) Aragão, Alexandre Santos. O poder normativo das agências reguladoras independentes e o estado democrático de direito. Revista de Informação Legislativa, Ano 37, nº 148, pg. 275 - 299, 2.000.
- 9) Araujo, Érika A. & Oliveira, Paulo André de Souza de. Desigualdades na carga tributária local (1.996). Informe-se, nº 15, Julho 2.000. Secretaria para Assuntos Fiscais, BNDES, Rio de Janeiro. www.bndes.gov.br.
- 10) Araujo, Érika A. O famoso IVA, esse desconhecido. Informe-se, nº 5,



Janeiro 2.000. Secretaria para Assuntos Fiscais, BNDES, Rio de Janeiro. www.bndes.gov.br.

- 11) Araujo, Érika A. Tributação do consumo em federações: as soluções tradicionais. Informe-se, nº 8, Fevereiro 2.000. Secretaria para Assuntos Fiscais, BNDES, Rio de Janeiro. www.bndes.gov.br.
- 12) Araujo, Érika A. Tributação do consumo em federações: soluções alternativas - o IVA dual. Informe-se, nº 9, Março 2.000. Secretaria para Assuntos Fiscais, BNDES, Rio de Janeiro. www.bndes.gov.br.
- 13) BANCO CENTRAL DO BRASIL. Boletim do Banco Central do Brasil. www.bcb.gov.br
- 14) BANCO CENTRAL DO BRASIL. Dívida líquida e necessidade de financiamento do setor público. www.bcb.gov.br
- 15) BANCO CENTRAL DO BRASIL. Manual de finanças públicas. www.bcb.gov.br
- 16) Barnes, Tina. Nationwide and state-by-state motor fuel taxes. American Petroleum Institute - Policy analysis and Strategic - Planning Department. Background Paper, Maio 1.999. <http://www.api.org> (26/10/00).
- 17) Bastos, Celso Ribeiro. Curso de Direito Financeiro e de Direito Tributário. 6º ed. São Paulo: Editora Saraiva, 1.998.
- 18) Biondi, Aloysio. O Brasil privatizado II. São Paulo: Editora Fundação Perseu Abramo, 2.000.
- 19) Biondi, Aloysio. O Brasil privatizado. 8º reimpressão. São Paulo: Editora Fundação Perseu Abramo, 2.000.
- 20) Caldeira Jorge et al. Viagem pela História do Brasil. São Paulo: Editora Companhia das Letras, 1.997.
- 21) CENTRO DA MEMÓRIA DE ELETRICIDADE NO BRASIL. Reflexos da cidade - a iluminação pública na cidade do Rio de Janeiro (1.565 - 1.930). Rio de Janeiro: Memória de Eletricidade, 1.999.

- 22) Coelho, Benedito Carlos Marcondes. O processo político na comunidade guaratinguetaense (até 1.930). São Paulo: Traço Editora, 1.982.
- 23) Coelho, Benedito Carlos Marcondes. O processo político em Guaratinguetá (1.930 - 1.990). Guaratinguetá: Folhetim, 1.990.
- 24) Conant, Melvin A. & Goldo, Fern Racine. A geopolítica energética. Rio de Janeiro: Biblioteca do Exército Editora, 1.981.
- 25) CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. Boletim do ICMS. www.fazenda.gov.br/confaz
- 26) CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. 24ª edição. São Paulo: Editora Saraiva, 2.000.
- 27) CONSTITUIÇÃO DA REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. 7ª tiragem. São Paulo: Editora Atlas, 1.990.
- 28) D'Araújo, Maria Celina & Castro, Celso. Ernesto Geisel. São Paulo: Rio de Janeiro: Editora Fundação Getúlio Vargas, 1.997.
- 29) Deputado Mussa Demes. PROPOSTA DE EMENDA À CONSTITUIÇÃO Nº 175-A, DE 1.995 - SUBSTITUTIVO ADOTADO PELA COMISSÃO. <http://www.camara.gov.br> (8/6/00).
- 30) ELETROPAULO. Relatório Anual 1.999 - Cem anos. São Paulo: Eletropaulo, 1.999.
- 31) Fabretti, Láudio Camargo. Contabilidade tributária. 5ª ed. São Paulo: Editora Atlas, 1.999.
- 32) Fernandes, André Eduardo da Silva Fernandes & Wanderley, Nélio Lacerda. A questão da guerra fiscal: uma breve resenha. Revista de Informação Legislativa, Ano 37, nº 148, pg. 5 -20, 2.000.
- 33) Goldemberg, José. Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento. São Paulo: Edusp, 1.998.
- 34) Junior, Ferreira. Guaratinguetá. Guaratinguetá: Folhetim, 1.962



- 35) La Rovere, Emílio Lèbre & Robert, Marcelo (editores). Energia e desenvolvimento, a política energética do Brasil. Rio de Janeiro: Finep/Unesco, 1.989.
- 36) La Rovere, Emílio Lèbre & Robert, Marcelo. Planejamento energético: elementos para um novo enfoque. Rio de Janeiro: Finep/Unesco, 1.989.
- 37) La Rovere, Emílio Lèbre. Energia: atuação e tendências. Rio de Janeiro: Finesp/Departamento de Transportes e Energia, 1.994.
- 38) Leite, Antonio Dias. A energia do Brasil. Rio de Janeiro: Editora Nova Fronteira, 1.997.
- 39) Magalhães, Gildo. Força e luz. São Paulo: Editora Unesp, 2.000.
- 40) Martin, Jean-Marie. A economia mundial de energia. São Paulo: Editora Unesp, 1.990.
- 41) Meirelles, Hely Lopes. Direito administrativo brasileiro. 24ª ed. São Paulo: Malheiros Editores, 1.998.
- 42) MINISTÉRIO DA FAZENDA. Ajuste fiscal. www.fazenda.gov.br/fmi.
- 43) MINISTÉRIO DA FAZENDA. Reforma tributária. www.faznda.gov.br/reforma.
- 44) Moraes, Alexandre. Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural. Revista de Informação Legislativa, Ano37, nº 148, pg. 219 -229, 2.000.
- 45) Mukai, Toshio. Concessões, permissões e privatizações de serviços públicos. 3º ed. São Paulo: Editora Saraiva, 1.998.
- 46) Nóbrega, Mailson. O Brasil em transformação. São Paulo: Editora Gente, 2.000.
- 47) Oliveira, Adilson de & Pinto, Herder Queiroz (editores). Financiamento do setor elétrico brasileiro. Rio de Janeiro: Editora Garamond, 1.998.
- 48) Oliveira, Fabrício Augusto. Crise, reforma e desordem do sistema tributário nacional. Campinas: Editora Unicamp, 1.995.



- 49) ORGANIZATION OF PETROLEUM EXPORTERS COUNTRIES - OPEC. Why you pay so much for gasoline and other oil products. <http://www.opec.org> (26/10/00).
- 50) PETROBRAS. Divulgação dos resultados do 4º trimestre e do exercício de 2.000. <http://www.petrobras.com.br>
- 51) Pios, Richard M. Excise tax. Microsoft Encarta Online Encyclopedia 2.000. <http://www.msn.com> (18/02/01).
- 52) Rodrigues, Eduardo Celestino. Solução energética. 2º ed. São Paulo: Editoras Unidas, 1.983.
- 53) Rosen, Harvey S. Taxation. Microsoft Encarta Online Encyclopedia 2.000. <http://www.msn.com> (18/2/01).
- 54) SALES TAXES INSTITUTE. Sales and use tax rates (1/1/01). <http://www.salestaxeinstitute.com> (18/02/01).
- 55) SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL. Arrecadação. www.receita.fazenda.gov.br
- 56) SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL. Estudos tributários. www.receita.fazenda.gov.br
- 57) SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL. Tributos e contribuições federais. www.receita.fazenda.gov.br
- 58) SECRETARIA DE POLÍTICA ECONÔMICA. Relação entre a execução financeira do tesouro e as necessidades de financiamento do setor público. www.fazenda.gov.br/spe
- 59) SECRETARIA DO TESOURO NACIONAL. Gestão financeira - administração da conta única. www.stn.fazenda.gov.br
- 60) SENADO FEDERAL. Legislação Brasileira. www.senado.gov.br
- 61) SINDICATO NACIONAL DOS DISTRIBUIDORES DE



COMBUSTÍVEIS. A consolidação tributária do setor.
<http://www.sindicom.com.br> (11/01/01).

- 62) Smith, Stephen. Environmental and public finance aspects of the taxation of energy. Oxford Review of Economic Policy. Winter, v.14, i 4, pg. 64-91, 1.998.
- 63) Souza, Américo. Tributo único. São Paulo: Editota Makron Books, 1.998.
- 64) Talley, Louis Alan. Gasoline excise tax - historical revenues: fact sheet. Congressional Research Service - Reports for Congress.
<http://www.cnie.org> (19/02/01).
- 65) Vargas, Milton. História da técnica e da tecnologia no Brasil. São Paulo: Editora Unesp, 1.994.
- 66) Wilson, Mark Wilson & Antonelli, Angela. Overtaxed at the pump: what's behind high gas prices. The Heritage Foundation Backgrounder.
<http://www.heritage.org> (19/7/00).

Bibliografia consultada - INTERNET

SENADO FEDERAL - www.senado.gov.br
 CÂMARA FEDERAL - www.camara.gov.br
 PALÁCIO DO PLANALTO - www.planalto.gov.br
 MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - www.mme.gov.br
 MINISTÉRIO DA FAZENDA - www.fazenda.gov.br
 BANCO CENTRAL DO BRASIL - www.bcb.gov.br
 BANCO NAC. DE DES. ECON. E SOCIAL - www.bndes.gov.br
 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - www.aneel.gov.br
 AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - www.anp.gov.br
 IBGE - INST. BRAS. GEO. E ESTATÍSTICA. - www.ibge.gov.br
 COMISSÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA - www.cspe.sp.gov.br
 SECRETARIA DA FAZENDA DE SÃO PAULO - www.fazenda.sp.gov.br
 ELETROBRAS - www.eletrobras.gov.br
 PETROBRAS - www.petrobras.com.br
 ABRADDEE - Ass. Bras. das Distr. de Energia Elétrica - www.abradee.org.br
 ONS - OPERADOR NACIONAL DO SIST. ELÉTRICO - www.ons.com.br
 ASMAE - Adm. Ser. Mercado Atacadista de Energia - www.asmae.com.br



ITAIPU - www.itaipu.gov.br

FURNAS - www.furnas.gov.br

CHESF - www.chesf.gov.br

ELETRONORTE - www.eletronorte.gov.br

SIND. NAC. dos DISTRIB. de COMBUSTÍVEIS - www.sindicom.com.br

JORNAL SPposto - www.postonet.com.br

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - www.eia.org

DEPARTMENT OF ENERGY - www.doe.gov

THE AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE - www.api.org

ORGANIZATION OF PETROLEUM EXP. COUNTRIES - www.opec.org

GLOBAL POLICY FORUM - www.globalpolicy.org

FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION - www.ferc.fed.us

EEI ENERGY - www.eei.gov

SALES TAXES INSTITUTE - www.salestaxinstitute.com

ENCARTA ENCYCLOPEDIA - encarta.msm.com

DEPARTAMENT OF TREASURY - www.ustreas.gov

(*) considerar os "links" indicados pelos sites.





unesp

