

# RELEITURA

compilação de textos para discussão

*Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal*

Senado Federal – Subsecretaria de Edições Técnicas | Ano 1 – nº 2 – julho/dezembro de 2010

**IMPACTO DE TRIBUTOS, ENCARGOS E SUBSÍDIOS SETORIAIS SOBRE AS CONTAS DE LUZ DOS CONSUMIDORES**

**AVALIAÇÃO DA PROPOSTA PARA O MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL**

**DINAMISMO DO DIREITO INTERNACIONAL PENAL APÓS O ESTATUTO DE ROMA:**  
da Sudan Room à situação em Darfur, Sudão

**TRANSFORMAÇÕES RECENTES DA MATRIZ BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:**  
causas e impactos principais

**AVALIAÇÃO DE IMPACTO LEGISLATIVO NO BRASIL**

**RATEIO DO FPE:**  
análise e simulações

**A INSTITUCIONALIZAÇÃO DA ADVOCACIA DO SENADO FEDERAL COMO SALVAGUARDA DAS COMPETÊNCIAS CONSTITUCIONAIS DO CONGRESSO NACIONAL**

**A UTILIZAÇÃO DE ÓLEO VEGETAL REFINADO COMO COMBUSTÍVEL:**  
aspectos legais, técnicos, econômicos, ambientais e tributários

**PRÊMIOS DE SEGUROS DE VIDA NO BRASIL:**  
indícios de falhas de mercado e ineficiências

**APROPRIAÇÃO DA AGENDA DO LEGISLATIVO:**  
como aferir esse fenômeno?



# RELEITURA

compilação de textos para discussão

*Centro de Estudos da Consultoria do Senado*

Senado Federal - Subsecretaria de Edições Técnicas | Ano 1 - nº 2 - julho/dezembro de 2010



## SENADO FEDERAL

CONSULTORIA LEGISLATIVA  
Bruno Dantas – Consultor Geral

CONSULTORIA DE ORÇAMENTOS  
Orlando de Sá Cavalcante Neto – Consultor Geral



Centro de Estudos da  
Consultoria do Senado

Criado pelo Ato da Comissão Diretora nº 09, de 2007,  
o Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal tem  
por objetivo aprofundar o entendimento de  
temas relevantes para a ação parlamentar.

### CENTRO DE ESTUDOS

Fernando B. Meneguim – Diretor

### CONSELHO CIENTÍFICO

Caetano Ernesto Pereira de Araujo  
Fernando B. Meneguim  
Luís Otávio Barroso da Graça  
Luiz Renato Vieira  
Paulo Springer de Freitas  
Raphael Borges Leal de Souza

#### Contato:

[conlegestudos@senado.gov.br](mailto:conlegestudos@senado.gov.br)

#### URL:

<http://www.senado.gov.br/conleg/centroaltosestudos1.html>

Releitura : compilação de textos para discussão / Senado Federal,  
Subsecretaria de Edições Técnicas – Ano 1, n.1 (jan./jun. 2010)- . -  
Brasília : Senado Federal, Subsecretaria de Edições Técnicas, 2010- . .  
v. : il.

Semestral.  
ISSN 2179-3158

1. Legislação - Periódicos. 2. Política pública - Periódicos. I. Brasil.  
Congresso. Senado Federal, Subsecretaria de Edições Técnicas.

CDD 320

O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade dos autores e não representa posicionamento oficial do Senado Federal. É permitida a reprodução deste texto e dos dados contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

A coleção que o Senado da República entrega à sociedade brasileira nesta ocasião, por intermédio das Consultorias Legislativa e de Orçamentos e da Secretaria Especial de Editoração e Publicações, traz em seus dois volumes inaugurais uma seleção de 20 Textos para Discussão elaborados no âmbito do Centro de Altos Estudos da Consultoria no biênio 2009-2010.

O Centro de Altos Estudos da Consultoria do Senado Federal tem por objetivo identificar e aprofundar o entendimento de temas relevantes para a ação parlamentar, ora mapeando oportunidades de intervenção legislativa, ora consolidando previamente massa crítica sobre temas sensíveis que exigirão o posicionamento das Casas do Congresso Nacional.

A produção do Centro de Estudos tem sido significativa.

Nos dois primeiros anos que se seguiram à sua criação, em 2007, foram feitas pesquisas em assuntos tão diversos quanto os interesses parlamentares. Apenas para citar alguns exemplos, foram elaborados estudos na área de mercado de cartões de crédito, licenciamento ambiental, tarifas de energia, investimento público em infraestrutura, judicialização das políticas públicas de saúde, regulação do setor aéreo, marco regulatório do petróleo e gastos do Parlamento.

Nesta coletânea, o leitor terá a oportunidade de conhecer parte da produção técnica do Senado, reveladora da excelência dos especialistas que compõem os seus quadros funcionais, e que, a par da produção e disseminação de conhecimento, demonstra que a sociedade brasileira pode contar com profissionais preparados e comprometidos em bem servi-la, fornecendo aos senhores parlamentares os melhores insumos para a tomada de decisões estratégicas para o futuro do País.

Estão, portanto, de parabéns o Senado Federal e a sociedade brasileira.

Bruno Dantas  
Consultor-Geral Legislativo do Senado Federal

**Projeto Gráfico:**

Secretaria Especial de Comunicação Social  
Subsecretaria de Projetos Especiais - SUPRES

**Formatação:**

Subsecretaria de Edições Técnicas

**Impressão:**

Secretaria Especial de Editoração e Publicações

# SUMÁRIO

<b>IMPACTO DE TRIBUTOS, ENCARGOS E SUBSÍDIOS SETORIAIS SOBRE AS CONTAS DE LUZ DOS CONSUMIDORES</b>	
Edmundo Montalvão .....	07
<b>AVALIAÇÃO DA PROPOSTA PARA O MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL</b>	
Carlos Jacques Vieira Gomes, Francisco Eduardo Carrilho Chaves, Paulo Roberto Alonso Viegas e Paulo Springer de Freitas .....	109
<b>DINAMISMO DO DIREITO INTERNACIONAL PENAL APÓS O ESTATUTO DE ROMA: DA SUDAN ROOM À SITUAÇÃO EM DARFUR, SUDÃO</b>	
Tarciso Dal Maso Jardim .....	193
<b>TRANSFORMAÇÕES RECENTES DA MATRIZ BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CAUSAS E IMPACTOS PRINCIPAIS</b>	
Omar Alves Abbud e Marcio Tancredi .....	213
<b>AVALIAÇÃO DE IMPACTO LEGISLATIVO NO BRASIL</b>	
Fernando B. Meneguim .....	263
<b>RATEIO DO FPE: ANÁLISE E SIMULAÇÕES</b>	
C. Alexandre A. Rocha .....	279
<b>A INSTITUCIONALIZAÇÃO DA ADVOCACIA DO SENADO FEDERAL COMO SALVAGUARDA DAS COMPETÊNCIAS CONSTITUCIONAIS DO CONGRESSO NACIONAL</b>	
Edvaldo Fernandes .....	327
<b>A UTILIZAÇÃO DE ÓLEO VEGETAL REFINADO COMO COMBUSTÍVEL – ASPECTOS LEGAIS, TÉCNICOS, ECONÔMICOS, AMBIENTAIS E TRIBUTÁRIOS</b>	
Ivan Dutra Faria, Marcus Peixoto, Paulo de Moraes e Raphael Borges Leal de Souza ....	345
<b>PRÊMIOS DE SEGUROS DE VIDA NO BRASIL: INDÍCIOS DE FALHAS DE MERCADO E INEFICIÊNCIAS</b>	
Marcos Köhler .....	403
<b>APROPRIAÇÃO DA AGENDA DO LEGISLATIVO: COMO AFERIR ESSE FENÔMENO?</b>	
Rafael Silveira e Silva e Suely Mara Vaz Guimarães de Araújo .....	421

CONTAS DE LUZ





## IMPACTO DE TRIBUTOS, ENCARGOS E SUBSÍDIOS SETORIAIS SOBRE AS CONTAS DE LUZ DOS CONSUMIDORES

Por:  
Edmundo Montalvão<sup>1</sup>

### Sumário executivo

Entre 2008 e 2009 avolumaram-se manifestações indignadas de representantes dos consumidores contra os aumentos na conta de luz. As reações concentraram-se na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e nas concessionárias, que têm sido chamadas em diversos Estados da Federação e no Congresso Nacional para explicarem esses aumentos bem acima da inflação.

A questão do custo da energia é bem mais complexa do que pode parecer à primeira vista, e o seu correto entendimento é fundamental para que as ações mitigadoras da conta de luz surtam o efeito desejado. A incorreta identificação das responsabilidades pelos aumentos dificulta a solução estrutural do problema.

Há um bom tempo, especialistas vêm alertando a sociedade para o crescente e excessivo peso dos subsídios, encargos e tributos na conta de luz. A complexidade do arcabouço jurídico da indústria da eletricidade contribui para dificultar a correta percepção desse peso.

O presente Estudo se propõe a dar um pouco mais de clareza ao arcabouço jurídico do setor elétrico, a chamar a atenção para o conjunto de encargos, subsídios e tributos que vêm pesando cada vez mais na conta de luz, e a individualizar as responsabilidades pela pressão altista no custo da energia para o consumidor. O foco do texto é o consumidor.

Os tributos são necessários para financiar os gastos dos governos em benefício da sociedade. O setor elétrico, como qualquer setor da economia, não foge da tributação. Incidem na conta de luz o ICMS, o PIS/PASEP e COFINS e a CIP (iluminação pública). Ressalte-se, contudo, a falta de isonomia entre o contribuinte-

---

<sup>1</sup> E-mail: edmundom@senado.gov.br

consumidor de energia elétrica e o contribuinte de outros segmentos da economia. Aquele paga, proporcionalmente, muito mais do que este, o que pressiona a conta de luz para cima. É preciso dar um tratamento mais isonômico ao contribuinte-consumidor em relação aos outros contribuintes.

Os subsídios são um instrumento necessário à correção do que se denomina “falha de mercado”, situação na qual o funcionamento autônomo das economias de mercado não consegue levar à eficiência. Os governos devem intervir para corrigir essas falhas. Exemplos delas são a má distribuição de renda e os impactos (externalidades) negativos que determinadas atividades econômicas têm sobre o meio ambiente. Mas a correção dessas externalidades negativas, mediante subsídios, deve ser suportada pelos governos, vale dizer, pelos contribuintes, de modo a não perturbar o funcionamento eficiente da economia.

Entretanto, não é isso que ocorre no setor elétrico, onde vicejam subsídios

que são suportados pelos consumidores, os chamados “subsídios cruzados”. Essa forma de correção de falha de mercado perturba o funcionamento eficiente da economia. A correção para essa ineficiência passa por transferir ao contribuinte os subsídios atualmente suportados pelo consumidor de energia elétrica, o que pode reduzir apreciavelmente a conta de luz.

Mas há também pressões altistas internas ao setor elétrico de natureza estrutural. Desde a década de 1990, a indústria da eletricidade foi desmembrada em três segmentos: geração, transmissão e distribuição. Em cada um desses segmentos, é possível evitar esforços para se evitarem essas pressões.

No segmento de geração, deve-se buscar a expansão ao menor custo de geração de energia. E o menor custo está nas usinas hidroelétricas (UHE) com reservatórios. Os preços de venda da energia podem variar enormemente em função da fonte escolhida, conforme se depreende da tabela abaixo.

Fonte	Preço em R\$/MWh
Usina Hidroelétrica de Grande Porte	75,00
Usina Hidroelétrica de Médio Porte	115,00
Usina Termonuclear	150,00
Usina Térmica a Gás Natural	210,00
Usina Eólica	270,00
Usina Térmica a Carvão	277,00
Usina Térmica a Óleo Combustível	643,00
Usina Térmica a Óleo Diesel	772,00
Usina Solar Fotovoltaica	1.827,00

O impacto do tipo de fonte de geração sobre a conta de luz pode ser enorme. Uma simulação hipotética dessas mesmas fontes, tomadas isoladamente, teria o seguinte impacto sobre o valor médio da conta de luz no Brasil. O mix atual tem várias fontes operando juntas. A tabela mostra que, com exceção das hidroelétricas, todas as outras fontes provocam pressão altista na conta de luz média.

Fonte	Conta de luz em R\$/MWh
Mix Atual	R\$ 336,71
Usina Hidroelétrica de Grande Porte	R\$ 288,47
Usina Hidroelétrica de Médio Porte	R\$ 338,93
Usina Termonuclear	R\$ 389,39
Usina Térmica a Gás Natural	R\$ 475,84
Usina Eólica	R\$ 561,27
Usina Térmica a Carvão	R\$ 572,57
Usina Térmica a Óleo Combustível	R\$ 1.099,57
Usina Térmica a Óleo Diesel	R\$ 1.285,82
Usina Solar Fotovoltaica	R\$ 2.807,34

O Brasil está muito bem aquinhado pela natureza, pois possui enormes potenciais (cerca de 67%) de energia hidráulica ainda por explorar. É uma fonte renovável, muito barata, e de grande importância estratégica para o País. Infelizmente para o consumidor, está cada vez mais difícil construir hidroelétricas, em face de resistências cada vez mais fortes contra elas. Essas resistências fundamentam-se em argumentos pseudocientíficos, a grande maioria já desqualificados pela experiência, mas que continuam a ser repetidos à exaustão pelos críticos das hidroelétricas, a ponto de assumirem status de verdade irrefutável junto a uma opinião pública compreensivelmente preocupada com a preservação do meio ambiente. Essa percepção distorcida chegou

a tal ponto que, atualmente, é muito mais fácil obter o licenciamento ambiental de termoelétricas – estas sim, vilãs do aquecimento global – do que o de uma hidroelétrica, fonte renovável e com emissões de efeito estufa irrelevantes.

Não se pode negar que as hidroelétricas provocam impactos ambientais, como qualquer atividade antrópica.

Mas elas estão muito longe de serem vilãs do meio ambiente, como apregoam seus críticos. Seria muito importante para o Brasil e para o consumidor que hidroelétricas com reservatório voltassem a ser construídas. O segmento de geração responde por 48% dos custos totais dos três segmentos, excluídos tributos, encargos e subsídios.

O segmento de transmissão responde por 9% dos custos totais dos três segmentos. Tem peso relativamente pequeno. Mas, em passado recente, representava apenas cerca de 5%. O crescimento da participação da transmissão no custo total tem relação com a necessidade de se dotar o Sistema Elétrico Nacional Interligado (SIN) de maior confiabilidade, para se evitarem

desligamentos em cascata (blecautes). Entretanto, há sinais de que a confiabilidade do sistema aumentou acima do necessário, com linhas ociosas em várias partes do sistema. Ademais, as licitações de novas linhas de longas distâncias têm priorizado a tecnologia em corrente contínua – cara e pouco flexível – em detrimento da tecnologia em corrente alternada – mais barata e bem mais flexível. No mínimo, deve-se dar a ambas as tecnologias oportunidades iguais para que, no processo concorrencial, o consumidor possa se beneficiar da redução dos preços finais.

O segmento de distribuição responde por 43% dos custos totais dos três segmentos. Esse segmento passa por processos de reajuste anual das tarifas, nos quais o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão é restabelecido com base no IGP-M. E, a cada quatro anos (em média) os contratos submetem-se a um processo de revisão tarifária, por meio do qual as tarifas são reposicionadas num patamar que captura, para o consumidor, os ganhos de eficiência operacional das concessionárias. Ademais, faz parte do processo revisional a definição de um fator de redução do IGP-M (Fator X) nos reajustes futuros, que é função do ganho de escala do mercado. Promessas de investimentos futuros das concessionárias podem ser consideradas durante o processo, e podem reduzir o Fator X. Processos de revisões incluem a realização de audiências públicas nas quais os agentes podem defender seus pontos de vista.

Ao contrário de outros agentes, bem articulados, o consumidor cativo

pouco participa dessas audiências, e, quando o fazem, não abordam as questões de seu interesse com a profundidade técnica que o assunto exige. Questões como as perdas técnicas e comerciais da concessão e suas trajetórias de queda anual, a estrutura de capital e o custo de oportunidade do setor de distribuição de energia, discutidas no processo de revisão poderiam ensejar uma redução maior na tarifa de energia elétrica. Uma solução possível seria dotar os Conselhos de Consumidores de autonomia administrativa e independência financeira, para que eles se articulassem em nível nacional independentemente das concessionárias de distribuição. Hoje, esses Conselhos são sustentados pelas concessionárias onde atuam.

Outra questão relacionada às perdas são as chamadas perdas irre recuperáveis, repassadas para as tarifas. Elas são decorrentes principalmente de inadimplências duradouras de órgãos públicos que terminam sendo repassadas para os outros consumidores. Defende-se que, no processo de revisão, elas sejam repassadas para o contribuinte. Sugere-se, ainda, que o índice de reajuste dos serviços de distribuição seja alterado de IGP-M para IPCA.

Conjuntamente, há um assunto de enorme relevância para o consumidor e para os agentes públicos preocupados com o aumento da conta de luz. Trata-se do vencimento de concessões de geração, transmissão e distribuição, que já começaram a ocorrer, mas que se concentrarão em

2015. A legislação admite interpretações quanto à possibilidade de essas concessões serem prorrogadas para o atual concessionário.

Muitos defendem que a legislação veda tal possibilidade, o que ensejaria a extinção da concessão, sua reversão para o Poder Concedente e a sua licitação, onerosa ou não. A licitação onerosa poderia ensejar a captação de recursos superiores a R\$ 200 bilhões só com a outorga de concessões de geração vincendas. Mas, as contas de luz, nesse caso, dariam um enorme salto. Outros defendem a prorrogação das concessões, com o compromisso de o concessionário reduzir a receita requerida, com vistas a contribuir para a modicidade tarifária. O Poder Executivo acaba de iniciar a prorrogação das concessões vencidas sem redução de receita requerida, com o entendimento jurídico que a prorrogação é legal.

Qualquer que seja a decisão, é fundamental que ela favoreça a modicidade tarifária, para impedir que a conta de luz suba a valores muito maiores do que os atuais.

Outro ponto discutido são as mais recentes cortesias feitas à custa do consumidor. A Medida Provisória nº 466, de 2009, que trata da transição dos Sistemas Isolados para ao Sistema Elétrico Nacional Interligado é um exemplo disso. Mais uma vez, o consumidor é chamado a pagar uma conta com perfil típico de uma despesa fiscal. Outro exemplo é a alteração no Tratado de Itaipu para acomodar reclamações do Paraguai. Os consu-

midores de alguns Estados vão pagar a conta, e ela pode ser alta.

O Estudo conclui que a redução da conta de luz é uma tarefa a ser empreendida a várias mãos, e sugere onze ações nessa direção, a serem adotadas pelos consumidores e agentes públicos preocupados com o assunto:

1. Os Agentes Públicos deveriam defender uma tributação equilibrada e maior transparência na apresentação da carga tributária a que a conta de luz está submetida e uma distribuição mais equitativa da carga tributária com outros contribuintes. A PIS/COFINS poderia voltar a ser cobrada pelo sistema cumulativo, e o ICMS poderia ser cobrado com alíquota tal que produzisse receita equivalente a uma cobrança "por fora".
2. Os Agentes Públicos deveriam defender a transferência, para o contribuinte, dos subsídios hoje pagos pelo consumidor de energia elétrica.
3. O consumidor deve apoiar firmemente a construção de usinas hidroelétricas com reservatório, pois essa é a fonte de geração e a forma de armazenamento de energia mais baratos que existem. Paralelamente, deve apoiar também as justas compensações socioambientais pelos danos decorrentes da construção das hidroelétricas. O aproveitamento pleno dos potenciais hidráulicos brasileiros terá impacto benéfico duradouro sobre a modicidade tarifária. E reciprocamente: se o potencial hidráulico remanescente não for realizado, a conta de luz sofrerá pesado impacto

devido à construção de caras usinas termoeletricas.

4. Os Agentes Públicos deveriam solicitar do Governo Federal um prognóstico dos reais impactos das decisões que provocam aumento nas tarifas de energia elétrica.

5. O consumidor deve analisar detidamente o Plano Decenal de Expansão preparado pela EPE, verificando, em relação às linhas de transmissão, se o Plano está garantindo um nível razoável (mas não excessivo) de confiabilidade do sistema, e se as opções escolhidas estão suficientemente estudadas.

6. O consumidor deve ficar de olho nas perdas – técnicas e comerciais – e suas trajetórias, no momento das audiências públicas convocadas para a discussão das revisões periódicas da sua concessionária. É importante questionar a Aneel quanto à trajetória de queda, e se ela está aderente ao “benchmark” do setor.

7. Os Agentes Públicos das diversas esferas devem atuar para que as perdas irrecuperáveis por motivações sociais e as inadimplências de órgãos públicos sejam suportados pelos contribuintes.

8. A União poderia dar autonomia financeira e independência administrativa aos Conselhos de Consumidores, mediante criação de encargo específico, e criar uma confederação nacional de conselhos, de modo a propiciar condições para que os representantes dos consumidores este-

jam presentes em todas as discussões técnicas junto ao Poder Executivo, com respaldo de assessoria técnica própria.

9. O consumidor deve ficar atento ao comportamento do Fator X de sua concessionária na próxima revisão periódica, e cobrar da Aneel uma mudança de metodologia, se ficar provado que os ganhos de eficiência estão sendo consumidos por declaração de investimentos de sua concessionária que não foram realizados.

10. Os Agentes Públicos e os consumidores devem acompanhar atentamente as discussões sobre a extinção e reversão das concessões do setor elétrico, e lutar para que os recursos sejam aplicados dentro do setor, preferencialmente visando à modicidade tarifária.

11. Os Agentes Públicos deveriam diligenciar para que, nos novos contratos de concessão, resultantes da licitação/prorrogação das concessões, fosse adotado o IPCA como índice de reposição de perdas inflacionárias.

Algumas dessas sugestões, se adotadas, reduziriam de imediato a pressão sobre a conta de luz. Outras não se traduziriam em redução imediata das tarifas, mas poderiam contribuir estruturalmente para a modicidade tarifária. Estima-se que, se adotadas as duas primeiras sugestões, a conta de luz poderia cair, de imediato, cerca de 16,6%.

## GLOSSÁRIO DE TERMOS E SIGLAS

**ANEEL** (Agência Nacional de Energia Elétrica) – Autarquia responsável pela regulação e pela fiscalização do setor elétrico brasileiro.

**AP** (Autoprodutor) – gerador de energia elétrica que produz energia para o seu próprio consumo.

**BAIXA RENDA** – subclasse residencial que usufrui de descontos na tarifa de energia elétrica. Os descontos variam por concessionária e por nível de consumo.

**CCC-ISOL** (Conta de Consumo de Combustíveis para os Sistemas Isolados) – subsídio cruzado destinado a subvencionar a geração de energia por fontes térmicas nos sistemas isolados. É gerido pelas Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS.

**CDE** (Conta de Desenvolvimento Energético) – subsídio cruzado destinado a prover recursos para *i*) o desenvolvimento energético dos Estados; *ii*) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidroelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelo Sistema Elétrico Nacional Interligado (SIN); *iii*) a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional e, *iv*) subsídio ao consumidor da subclasse residencial baixa-renda.

**CFURH** (Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos) – valor pago pelas concessionárias de

geração de energia pelo uso dos potenciais de energia hidráulica. É incluído no preço de venda da energia.

**COMPONENTES FINANCEIROS** – Parcela da receita da concessionária de serviços de distribuição que incorpora as variações nos custos não-gerenciáveis, nos encargos e subsídios pagos pelos seus consumidores – para mais ou para menos – entre duas datas de reajuste.

**CONSUMIDOR CATIVO** – consumidor que só pode comprar energia da concessionária dos serviços de distribuição.

**CONSUMIDOR LIVRE** – consumidor com carga acima de 3.000 kW que pode comprar energia de qualquer fornecedor.

**CONTA DE LUZ** – valor em R\$ equivalente ao montante de energia utilizado pelo consumidor ao longo de um mês, dado (em kWh), multiplicado pela tarifa de energia, acrescidos os tributos. Na conta de luz incluem-se os custos de geração, transmissão, distribuição, os encargos e os subsídios, além dos tributos federal, estadual e municipal. Não é equivalente ao conceito de **TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA** (ver definição abaixo).

**ESS** (Encargo de Serviços de Sistema mais Encargo de Energia de Reserva) – encargo setorial destinado à cobertura dos custos pela prestação de serviços auxiliares à operação do Sistema Elétrico Nacional Interligado (SIN), tais como reatores, capacitores, geração despachada independente-

mente da ordem de mérito, reserva de potência, restrições de transmissão, regulação de tensão.

**FATOR X** – valor percentual representativo dos ganhos futuros de escala e produtividade da concessionária de distribuição, que é subtraído do IGP-M nos processos de reajustes anuais.

**FONTE INCENTIVADA** – Geradores de fontes solar, eólica, biomassa, além de pequenas centrais hidroelétricas (PCH) de até 30 MW, e consumidores com carga igual ou superior a 500 kW que podem negociar diretamente a compra e venda de energia entre si, à margem da concessionária de distribuição. Tanto os geradores quanto os consumidores fazem jus a um subsídio de, no mínimo, 50% sobre a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (**TUSD**) e sobre a Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica (**TUST**).

**IRT**– Índice de Reajuste Tarifário. É o aumento ou diminuição na tarifa de energia decorrente das variações anuais na Parcela A (ver definição abaixo), da aplicação do IGP-M na Parcela B (ver definição abaixo) e dos Componentes Financeiros (ver definição acima).

**ONS** (Operador Nacional do Sistema Elétrico) – entidade de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Elétrico Nacional Interligado (SIN), sob a fiscalização e regulação da Aneel.

**PARCELA A** – parcela da tarifa de energia composta por todos os custos que não são gerenciáveis pelas concessionárias de distribuição, tais como: energia comprada, serviços de transmissão, encargos do setor elétrico (CCC-ISOL, TFSEE, ONS, CDE, RGR, PROINFA). Todas as alterações nesses custos são repassadas para o consumidor.

**PARCELA B** – parcela da tarifa de energia composta pelos custos gerenciáveis pela concessionária de distribuição, tais como: depreciação, operação, manutenção, pessoal, remuneração do capital. Anualmente, na data do reajuste tarifário, essa parcela é corrigida anualmente pelo IGP-M menos o Fator X (ver definição acima).

**P&D** (Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética) – concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final. Estão isentas as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidroelétricas e cogeração qualificada. Dos recursos de pesquisa e desenvolvimento, 20% são destinados a financiar os custos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

**PCH** - Pequena Central Hidroelétrica, aproveitamento hidroelétrico entre 1

MW e 30 MW de potência instalada e que inunde até 3 km<sup>2</sup>. Excepcionalmente, a área inundada pode chegar a 13 km<sup>2</sup>.

**PIE** (Produtor Independente de Energia) – agente que investe, por sua conta e risco, em empreendimentos de geração de energia elétrica, para venda no mercado de energia – regulado ou livre.

**PROINFA** (Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) – encargo setorial que visa a aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país, tais como: energia eólica (ventos), biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. É gerido pela Eletrobrás.

**RGR** (Reserva Global de Reversão) – encargo criado com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica, como também para financiar a expansão e melhoria desses serviços. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual. Sua gestão fica a cargo da Eletrobrás.

**SIN** (Sistema Elétrico Interligado Nacional) – conjunto de todos os equipamentos e instalações envolvidas no suprimento de energia elétrica a todas as regiões eletricamente interligadas. O SIN interliga as cinco regiões do País.

**SI** (Sistemas Isolados) – sistemas elétricos que não têm conexão elétrica

com o SIN. Esses Sistemas existem essencialmente na Região Norte do País.

**TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA** - é o preço público (em R\$/kWh) pago pelo consumidor por cada 1 kW consumido durante uma hora.

**TFSEE** (Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica) – valor cobrado de todos os agentes do setor elétrico para cobrir os custos com a regulação e a fiscalização do setor elétrico, incorridos pela Aneel.

**TUSD** (Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica) – tarifa estabelecida pela Aneel destinada ao pagamento dos serviços de distribuição de energia elétrica.

**TUST** (Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica) – tarifa estabelecida pela Aneel destinada ao pagamento dos serviços de transmissão de energia elétrica.

**UHE** – usina(s) hidroelétrica(s).

**UTE** – usina(s) termoelétrica(s).

## 1. Introdução

Ao longo de 2008 e 2009 surgiram sinais de insatisfação decorrentes de aumentos na conta de luz bem acima da inflação. Muitos setores da sociedade organizada fizeram duras críticas às concessionárias e à Aneel, reputando-as responsáveis pelo crescimento exorbitante das tarifas. Alguns dos seguintes fatos ilustram a

escalada de reações contra os aumentos considerados abusivos:

- Em setembro de 2008, a Assembléia Legislativa da Paraíba discutiu com órgãos de defesa do consumidor o reajuste de 15,77% dado à Energisa Paraíba. Houve iniciativas para a criação de uma CPI para investigar a Aneel e a Energisa Paraíba, além de ação popular contra ambas.
- Em setembro de 2008, o Deputado Federal Vital do Rego Filho enviou ao Tribunal de Contas da União uma proposta de fiscalização e controle para que a Egrégia Corte investigue reajustes anunciados da Companhia Energética do Maranhão (CEMAR), Companhia Energética da Paraíba (CEPISA), Companhia Energética de Alagoas (CEAL) e Energisa Paraíba (EPB).
- Em dezembro de 2008, Parlamentares de Roraima foram à Aneel questionar os reajustes de 17,01% e 24,48%, respectivamente para a Boa Vista Energia e para a Companhia Energética de Roraima (CER).
- Em fevereiro de 2009, houve reunião do Fórum de Defesa do Consumidor com representantes da sociedade civil organizada do Ceará para questionar a Aneel quanto à revisão extraordinária de 8% na tarifa de energia elétrica do consumidor cearense além parcela temporária de 1,4% anual, durante os próximos três anos. Essa revisão extraordinária é decorrente de alteração no regulamento do ICMS do Estado do Ceará, que isentou produtores

rurais e as classes “residencial de baixíssimo consumo” e “residencial baixa-renda”, mas exigiu que a Companhia Energética do Ceará (COELCE) mantivesse o nível de arrecadação do ICMS. A Aneel decidiu repor o desembolso imposto pelo Fisco Estadual à Coelce, mediante aumento na tarifa. O Fórum sustenta que o consumidor cearense não deve pagar a conta do ICMS. À revisão extraordinária, somou-se o reajuste anual a que a concessionária tem direito.

Diante disso, o Deputado Federal Chico Lopes e o Deputado Estadual Lula Moraes entraram com ação popular contra a Coelce e a Aneel, alegando que o reajuste tarifário não pode conter parcela referente ao ICMS.

Ainda em face desses fatos, a Assembléia Legislativa do Ceará decidiu criar a Comissão Parlamentar de Inquérito (CPI) do Aumento da Conta de Luz. O autor do requerimento da CPI alega que, nos últimos dez anos, a tarifa da Coelce teve aumento de 274%, enquanto o IGP-M variou 194%, e a inflação (IPCA) foi de apenas 109%.

Em abril de 2009, a Comissão de Defesa dos Direitos do Consumidor da Assembléia Legislativa de Mato Grosso do Sul questionou o reajuste de 16% na tarifa de energia, concedido à Enersul. Deputados defenderam reajuste zero.

Em maio de 2009 foi criada CPI na Câmara dos Deputados para investigar as tarifas de energia e os procedimen-

tos usados pela Aneel para autorizar reajustes.

O consumidor de energia tem o direito de saber o porquê desses aumentos acima da inflação. Parlamentares e entidades representativas dos interesses dos consumidores, ao se mobilizarem para questionar a dimensão dos recentes reajustes, cumprem com rigor o papel, atribuído pelos eleitores e pelos associados dessas entidades, de defender os interesses dos seus representados e, em última instância, da sociedade brasileira. Comparações entre a conta de luz no Brasil e em outros países sinalizam que a energia aqui está cara.

Mas a questão do custo da energia é bem mais complexa do que pode parecer à primeira vista, e os caminhos tomados para solucionar o problema, até agora, parecem não ser aqueles que levarão à solução estrutural do problema. Na realidade, vários especialistas já vêm alertando a sociedade, há um bom tempo, para o crescente e excessivo peso dos subsídios, encargos e dos tributos na **conta de luz**<sup>2</sup> paga pelos consumidores de todo o País.

Os encargos e subsídios não surgiram repentinamente; são o resultado de uma gradual construção legislativa

<sup>2</sup> Deve-se, desde já, fazer a distinção entre “tarifa de energia elétrica” e a “conta de luz”. A *tarifa de energia* é o preço público (em R\$/kWh) pago pelo consumidor por cada 1 kW (o consumo de dez lâmpadas de 100 W, por exemplo) consumido durante uma hora. Já a *conta de luz* (em R\$) é o montante de energia utilizado pelo consumidor ao longo de um mês, dado (em kWh), multiplicado pela *tarifa de energia*, acrescidos os tributos. Portanto, na conta de luz incluem-se os custos de geração, transmissão e distribuição de energia, os encargos setoriais e os subsídios, além dos tributos federal, estadual e municipal.

elaborada ao longo de décadas. E os tributos têm aumentado a sua carga sobre o fluxo de riqueza do País, mediante um contínuo aumento de suas alíquotas, por decisão dos Agentes Políticos da União, dos Estados e dos Municípios.

O consumidor de energia não costuma reagir perceptivelmente a cada novo encargo ou subsídio criado ou a cada mudança incremental de alíquota dos tributos, visto que o impacto costuma ser pequeno em relação aos índices anuais de reajuste tarifário. Por outro lado, eventuais saltos nas tarifas de energia em patamares bem acima da inflação, por razões que serão abordadas no presente estudo, costumam despertar viva indignação nos consumidores. E ela costuma ser dirigida contra quem não deu causa a esses saltos. Tal equívoco na identificação das responsabilidades dificulta a solução estrutural do problema.

Um fato importante explica essa percepção equivocada: a reconhecida complexidade do arcabouço jurídico e regulatório da indústria da eletricidade. Construído ao longo de décadas, esse arcabouço é uma intrincada rede de regulamentos baseados em nomenclatura técnica de difícil compreensão para os leigos, e até para especialistas, o que impede uma avaliação clara e precisa dos impactos de cada novo encargo ou subsídio criado, de cada aumento da carga tributária, ou do aumento do custo do serviço prestado.

A intenção do presente Estudo é dar ao leitor um pouco mais de clareza

no arcabouço jurídico e regulatório do setor elétrico e, com isso, chamar a sua atenção para o conjunto de encargos e subsídios que subjazem nas tarifas de energia elétrica, e para o peso dos tributos sobre a conta de luz. Sobretudo, o propósito do estudo é o de individualizar as responsabilidades pelo tamanho da conta de luz de todos os brasileiros. O foco do texto será o consumidor de energia elétrica, que, além de pagar pelo serviço prestado pela sua concessionária, também paga os encargos, os subsídios e os tributos. Pretende-se que, ao final do texto, o leitor-consumidor possa analisar a sua conta de luz com mais compreensão.

O estudo será pontuado por sugestões, para o consumidor e para os Agentes Públicos, sobre o que deve ser feito para reduzir a sua conta de luz, ou, no mínimo, para se evitarem aumentos. Elas serão destacadas em itálico. Ao longo do texto, serão citados órgãos e entidades como sendo responsáveis por um ou outro aspecto que pressiona a conta de luz para cima. Tais citações não devem ser vistas como um libelo acusatório e têm como único propósito identificar os caminhos que podem levar a uma conta de luz módica.

O texto iniciará com uma descrição dos tributos pagos pelo consumidor-contribuinte<sup>3</sup>. Também se aduzirá o conceito de subsídio, mostrando sob que condições um subsídio é aceitável e quem deve arcar com ele. A se-

<sup>3</sup> É o consumidor de energia elétrica que, na condição de contribuinte, paga tributos à União, aos Estados e aos Municípios.

guir, descrever-se-á a estrutura tarifária do setor elétrico vigente no Brasil e todos os encargos setoriais, numa perspectiva histórica. Far-se-á o mapeamento do conjunto de encargos e subsídios vigentes, e dos tributos, e, para cada concessionária de energia elétrica, apresentar-se-á a real dimensão dos encargos, subsídios e dos tributos pagos pelos seus consumidores. Finalmente, aduzir-se-ão conclusões sobre o diagnóstico apresentado, e recomendações para uma eventual correção de rumos.

## 2. POR QUE TRIBUTAR

Os tributos são tão antigos quanto a própria existência das organizações governamentais. Eles servem para financiar os gastos dos governos em benefício da própria sociedade. A existência de um governo organizado torna necessária e inevitável a cobrança de tributos. A Constituição Federal define as seguintes espécies do gênero “tributo”: impostos, taxas e contribuições de melhoria, além dos empréstimos compulsórios e as contribuições especiais. Para o presente estudo, interessam-nos as três espécies descritas a seguir.

Os *impostos*, que se caracterizam por ter aplicação não-vinculada: o produto da sua arrecadação não está vinculado a nenhuma aplicação específica. Exemplo de imposto: Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Sobre Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), de competência estadual ou distrital.

As *taxas*, que são vinculadas. Elas são criadas para um propósito específico, e sua arrecadação só pode ser aplicada para a finalidade para a qual foi criada; o seu excesso deve ser devolvido para o contribuinte da própria taxa. Elas têm como fato gerador o exercício regular do poder de polícia ou a utilização de serviço público específico prestado ao contribuinte. Exemplo de taxa: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), cobrada de todos os agentes do setor elétrico, cujo custo é naturalmente, repassado aos consumidores de energia. A TFSEE é a receita que custeia o funcionamento da Aneel. É um tributo de competência federal.

As *contribuições*, de caráter vinculado, custeiam atividades estatais em prol do contribuinte. Exemplo de contribuição: Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP), Contribuições para o Programa de Integração Social (PIS) e para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). A primeira contribuição é devida pelo consumidor de energia elétrica<sup>4</sup>. As outras são devidas pelas pessoas jurídicas. No

<sup>4</sup> O assunto “financiamento da iluminação pública” foi motivo de fortes controvérsias na década de 1990, em razão de a legislação cobrar o tributo sob a forma de taxa, o que foi considerado inconstitucional. A celeuma foi aparentemente pacificada pela Emenda Constitucional nº 32, de 2002, que criou a CIP sob a forma de contribuição. Mas, recente decisão do Tribunal de Justiça do Rio Grande do Sul declarou inconstitucional a própria CIP na forma como foi criada, pois ela teria as características de imposto, e não de contribuição. O assunto certamente chegará ao Supremo Tribunal Federal para nova pacificação. Enquanto isso não ocorre, cada Ente municipal vem criando sua contribuição, de modo ratear o custo do serviço de iluminação pública.

setor elétrico, cabe às concessionárias pagá-las, e o custo é repassado ao consumidor. Todas as contribuições citadas são explicitadas na conta de luz. A CIP é um tributo de competência municipal ou distrital. Já o PIS, o PASEP e a COFINS são de competência federal.

Sobre a CIP, alguns comentários merecem ser aduzidos. Essa contribuição tem como fato gerador o consumo de energia elétrica da unidade consumidora. Qual a relação entre o consumo de uma família e o valor que ela deveria pagar pelo serviço de iluminação pública? Nenhuma, a nosso ver. Mas é assim que as legislações municipais (e a distrital) têm definido. Cada município (e o Distrito Federal) define sua forma de cobrança. À Aneel cabe apenas definir a tarifa de iluminação pública para os municípios que ainda utilizam recursos fiscais para o seu financiamento. As empresas responsáveis pela prestação do serviço fazem uma previsão anual de receita, com base na média do consumo da unidade consumidora, e cobra a CIP autorizada pelo poder legislativo local em parcelas iguais. Por exemplo, a Câmara Municipal de Novo Hamburgo (RS) definiu os seguintes critérios de cobrança: consumos de pequena monta (até 100 kWh/mês) são isentos do pagamento; valor fixo para consumos acima de 20.000 kWh/mês. As alíquotas variam de acordo com a classe e com a faixa de consumo. Já a Câmara Legislativa Distrital definiu que a cobrança da CIP é em R\$/mês, sem isenção, e variando em função da faixa de consumo e da classe de consumidor, com cobrança até o

limite de consumo médio de 10.000 kWh/mês, calculado durante o ano legal anterior ao da cobrança. A CIP é fixa ao longo do ano, mesmo que o consumo varie.

Em relação aos tributos federais, é preciso fazer também um esclarecimento. A legislação do PIS, do PASEP e da COFINS (doravante denominados conjuntamente apenas PIS/COFINS) foi recentemente alterada<sup>5</sup> para transformar o sistema de cobrança cumulativo (com alíquotas de 0,65% para o PIS/PASEP e 3,00% para a COFINS) para o sistema não-cumulativo (com alíquotas de 1,65% e 7,6%, respectivamente). A diferença entre eles é que, no sistema cumulativo, a alíquota incide sobre a receita bruta, sem direito a redução, ao passo que, no sistema não-cumulativo, a alíquota incide sobre a receita líquida (receita bruta menos custos e despesas). Para o se-

tor elétrico, essa mudança implicou aumento de carga tributária. A Tabela 1, abaixo, mostra esse efeito<sup>6</sup>. Vale lembrar que o setor de telecomunicações manteve-se no sistema cumulativo, evitando assim um aumento da conta de telefone dos usuários.

Os tributos afetam o comportamento da economia. Pelo lado do consumo, os tributos reduzem o poder de compra dos indivíduos, pois aumentam os preços de venda dos diferentes bens. Pelo lado da indústria, os tributos aumentam os custos de produção, encarecendo o preço final dos produtos e reduzindo a capacidade de autofinanciamento do parque produtivo.

Como já ressaltado anteriormente, os tributos são necessários e inevitáveis, e esses efeitos indesejáveis devem ser absorvidos por toda a economia, em nome da organização da sociedade.

TABELA 1 – EFEITO DA MUDANÇA DA LEGISLAÇÃO DO PIS/COFINS SOBRE A CONTA DE LUZ

Sistema anterior (cumulativo):			Sistema atual (não cumulativo):		
Alíquotas			Alíquotas		
PIS – 0,65% / COFINS – 3,00%			PIS – 1,65% / COFINS – 7,60%		
Exemplo – cumulativo			Exemplo – não cumulativo		
Faturamento Bruto	R\$	10.000,00	Faturamento Bruto	R\$	10.000,00
PIS	R\$	65,00	PIS	R\$	165,00
COFINS	R\$	300,00	COFINS	R\$	760,00
			1- PIS/COFINS a débito	R\$	925,00
PIS/COFINS a pagar	R\$	365,00			
			Custos e/ou Despesas	R\$	4.000,00
			2 - PIS/COFINS a crédito (incidente sobre os custos e despesas)	R\$	370,00
			PIS/COFINS a pagar (1-2)	R\$	555,00
<b>Alíquota média</b>		<b>3,65%</b>	<b>Alíquota média</b>		<b>5,55%</b>

<sup>5</sup> Ver Lei nº 10.637, de 2002, Lei nº 10.833, de 2003 e Lei nº 10.865, de 2004.

<sup>6</sup> Ver [www.lightempresas.com.br/web/atendimento/tarifas/teicms.asp?mid=868794297228722672287232](http://www.lightempresas.com.br/web/atendimento/tarifas/teicms.asp?mid=868794297228722672287232), acessado em 15/07/2009.

Entretanto, o aumento indiscriminado e exagerado da carga tributária resulta em perda acentuada de eficiência econômica, elimina empregos, pressiona a inflação e reduz a atividade produtiva. É preciso saber dosar a carga tributária para que o benefício da organização social não oblitere a eficiência econômica, com efeitos crescentemente negativos para a própria sociedade.

Exemplo recente dado pelo Governo Federal mostra como a redução da carga tributária pode ser benéfica para a sociedade. A redução temporária de IPI para veículos automotores e outros produtos ensejou um aquecimento das vendas, reduzindo substancialmente os impactos da crise financeira internacional sobre a economia nacional. É fato que houve uma redução da arrecadação. Mas houve compensações: muitos empregos foram mantidos e a atividade econômica manteve-se em patamar acima das previsões.

No Brasil, alguns tributos têm uma característica particularmente injusta com o consumidor, ou, no mínimo, pouco transparente: eles são calculados “por dentro”. Isso significa que o próprio tributo é incluído na sua base de cálculo, ou seja, a alíquota que realmente incide sobre a transação é maior do que a declarada pelo Estado. O mais justo e transparente com o consumidor seria a cobrança “por fora”. No presente estudo, em nome da transparência, esses tributos serão apresentados “por fora”<sup>7</sup>. Entre os tri-

butos apresentados “por dentro” ao contribuinte, estão o ICMS e o PIS/COFINS.

Na realidade, para o Estado, o que importa no ato de tributar não é tanto a alíquota do tributo, mas o montante em reais a ser arrecadado, pois os orçamentos dos entes federativos são em reais e não em percentuais. As alíquotas são definidas para se obter uma determinada meta de arrecadação em reais. Nesse sentido, para o Estado, é irrelevante se o tributo é cobrado “por dentro” ou “por fora”. Essa forma de apresentação termina sendo apenas um artifício para iludir o contribuinte.

Mas para os segmentos da economia que lutam para reduzir o peso dos tributos na atividade produtiva, as alíquotas são muito relevantes. As alíquotas “por fora” contribuem para mostrar para a sociedade o real peso da “mão” arrecadadora do Estado, principalmente quando se compara com outros segmentos da economia. Nesse sentido, o setor elétrico é um dos segmentos mais tributados da cadeia produtiva. Juntamente com o setor de telefonia, respondem por cerca de 25% do total de arrecadação de ICMS de todos os estados.

No caso do setor elétrico a redução de tributos traria benefícios estruturais importantes. A energia elétrica é insumo presente na estrutura de custos da grande maioria dos bens produzidos no País. A redução do preço da ener-

<sup>7</sup> apresenta-se a fórmula para a conversão da alíquota “por dentro” – pouco transparente – para a alíquota “por fora” – mais transparente com o consumidor. Ela foi utilizada no presente estudo para mostrar ao leitor o real peso dos tributos na conta de luz.

<sup>7</sup> O Anexo 1 apresenta um pouco mais de detalhes sobre o assunto. Para os mais afeitos aos cálculos,

gia impactaria positivamente toda a cadeia produtiva nacional, aumentando a competitividade da indústria<sup>8</sup> e até mesmo a expansão produtiva, permitindo a recuperação da arrecadação mais adiante. Não se defende aqui um preço baixo de energia, mas um preço justo (módico). O preço baixo também causa distorções, pois não dá o sinal adequado ao consumidor, reduz o interesse pela eficiência energética e pelo uso racional dos recursos energéticos. O conceito de preço justo será visto mais adiante.

*Surge aqui a primeira sugestão aos agentes públicos preocupados com o preço da energia: defender uma tributação equilibrada e maior transparência na apresentação da carga tributária a que a conta de luz está submetida. Em particular, defender uma distribuição mais equitativa da carga tributária com outros contribuintes, já que o contribuinte-consumidor de energia elétrica está sobrecarregado. A PIS/COFINS poderia voltar a ser cobrada pelo sistema cumulativo, e o ICMS poderia ser cobrado com alíquota tal que produzisse receita equivalente a uma cobrança “por fora”.*

### 3. POR QUE SUBSIDIAR<sup>9</sup>

A existência de subsídios é justificada pelas imperfeições existentes no

funcionamento do mercado. A busca dos empreendedores por lucros leva à busca de meios mais eficientes de produção e de novos bens e serviços que mais bem sirvam às necessidades das famílias. O Governo não precisa decidir se um bem ou serviço deve ou não ser produzido, basta que a vontade das famílias por pagar supere os custos de produção das empresas; ademais, cada produtor tem incentivos para ser eficiente, pois, com isso, aumenta sua margem de lucro.

É fato largamente aceito que as forças concorrenciais levam o mercado a um alto grau de eficiência e à inovação. Em condições ideais de concorrência (inúmeras empresas e milhões de famílias, incapazes de influenciar individualmente os preços), a economia opera na máxima eficiência<sup>10</sup>. O funcionamento eficiente do mercado pressupõe o respeito aos direitos de propriedade e aos contratos. A conquista dessa eficiência traz enormes benefícios para o mercado e, em última instância, para toda a sociedade, e deve ser buscada sempre que possível.

Contudo, também é fato que, em algumas situações, o mercado não funciona perfeitamente e falha em oferecer resultados eficientes, gerando insatisfações. Sua correção requer interven-

<sup>8</sup> Para a indústria e para o comércio, há uma busca incessante pela redução de custos, imposta pelas forças da concorrência. A redução nos tributos daria uma forte contribuição a esse esforço. Tal busca ainda não é fato para o consumidor residencial, pelo menos na forma atual de tarifação, pois seu consumo não é tão sensível ao preço. Em relação a esse aspecto, a crise de energia de 2001 mostrou que a demanda do consumidor residencial pode, sim, ser sensível ao preço.

<sup>9</sup> Esta seção foi baseada em Joseph E. Siglitz – Economics of Public Sector, Third Edition.

<sup>10</sup> Eficiência ou ótimo de Pareto – ocorre quando não for mais possível melhorar a situação de um agente econômico sem degradar a situação de qualquer outro agente econômico. Um ótimo de Pareto não tem necessariamente um aspecto socialmente benéfico ou aceitável. Por exemplo, a concentração de rendimentos ou recursos num único agente pode ser ótima no sentido de Pareto, mas certamente não é uma situação ótima do ponto de vista social. Nesse sentido, pode ser preferível alocações subótimas do ponto de vista social a algumas alocações ótimas no sentido de Pareto.

ção dos governos. Há seis falhas de mercado reconhecidas na literatura econômica, e estão descritas no Anexo 2. São elas que justificam a criação de intervenções por parte dos governos, entre elas, a criação de *subsídios*.

O termo *subsídio* é definido como o fornecimento de fundos monetários a famílias ou empresas, visando a baratear o preço pago por um bem ou serviço. Seu objetivo pode ser, por exemplo, permitir acesso a bens e serviços a preços compatíveis com sua renda, aumentar a competitividade dos produtos no mercado nacional ou internacional, estimular o consumo de bem ou serviço que seja benéfico para a sociedade (educação, vacinação, proteção ambiental). O subsídio é *direto* quando a subvenção é pecuniária; ele é *indireto*, quando a subvenção ocorre por redução de carga tributária ou por oferta de recursos a juros abaixo do mercado.

Um ponto relevante da questão do subsídio é *quem o banca*. Dada sua origem nas falhas de mercado, classicamente, são os governos – vale dizer, os *contribuintes*<sup>11</sup> – os responsáveis em prover os recursos ou renunciar a eles. Mas nem sempre é assim, particularmente em serviços públicos ou de utilidade pública. Nesses casos, uma ou mais classe de usuários de determinado serviço público banca outra(s) classe(s). A isso se denomina *subsídio cruzado*. Ou seja, um *consumidor* subsidia o outro. O subsídio cruzado pode

ser *implícito*, quando ele decorre da própria estrutura tarifária, ou *explícito*, quando é decorrente da legislação.

Subsídios cruzados, como regra, não devem ser usados, pois incentivam a ineficiência. O seguinte exemplo ilustra como eles podem dar sinal equivocado aos interessados: os condomínios em prédios residências arrecadam a taxa condominial com vistas a fazerem frente a gastos coletivos, tais como consumo de energia elétrica das áreas comuns, salários de funcionários, consumo de água para uso em área comum e de água de uso privativo nos apartamentos. O Código Civil determina que essas taxas sejam rateadas na proporção da área privativa das unidades residenciais. Essa forma de rateio, ainda que de fácil aplicação, não parece ser o critério mais justo, pois configura um subsídio cruzado entre pessoas de mesmo poder aquisitivo. Tome-se como exemplo a água para consumo privativo. Os prédios mais antigos não têm hidrômetros instalados nas unidades residenciais, e o único consumo faturável é a soma dos consumos de todas as unidades residenciais. Uma vez que o indivíduo não paga o seu consumo individual, a tendência é gastar perdulariamente, pois o seu gasto ineficiente será rateado por todos os condôminos. O consumo global cresce e, conseqüentemente, cresce a conta do condomínio.

No mesmo exemplo, outra situação injusta é o de um apartamento de área maior, habitado por uma única pessoa, que pagará proporcionalmente mais pela água do que um apartamento menor, habitado por várias

<sup>11</sup> O termo “contribuinte”, quando usado em sentido geral no presente Estudo, refere-se ao conjunto da sociedade, que financia as contas públicas por meio do pagamento de tributos. Nesse sentido, os governos representam os contribuintes.

pessoas. Em ambas as situações, os sinais econômicos traduzidos na taxa condominial não favorecem a eficiência. Para garantir maior racionalidade no uso da água, a legislação passou a exigir que os novos prédios tenham hidrômetros individualizados e que os prédios mais antigos individualizem o consumo de água. Os resultados mostram que, na maioria dos casos, a individualização leva o consumo global a cair significativamente.

O exemplo aplica-se apenas indiretamente ao setor elétrico, porque não há um rateio do consumo global; cada consumidor paga o seu consumo. Mesmo assim, idealmente, a busca da eficiência econômica em um setor de prestação de serviços públicos regulado requer o realismo tarifário; em outras palavras, o consumidor deve pagar o real custo do serviço prestado, levando ao conceito de funcionamento eficiente da economia.

Entretanto, a estrutura tarifária e o arcabouço jurídico de um determinado setor podem quebrar essa eficiência, via subsídio, justificado pela existência de falhas de mercado ou pela necessidade de se reduzirem assimetrias sociais ou econômicas. Conquanto, nesses casos, os subsídios possam ser justos, o fato é que eles afastam o funcionamento econômico de seu ótimo, gerando ineficiências no setor. E, mesmo havendo justificativa para sua criação, qualquer subsídio deve ser temporário.

Nesse ponto, o leitor deve atentar para um ponto importante. Uma coisa é ser justificável o subsídio. Outra discussão é como financiá-lo. Nesse

questo, não há como justificar – seja do ponto de vista de equidade e, principalmente, de eficiência econômica – que o subsídio seja cruzado. Mas é o que ocorre no setor elétrico brasileiro, que tem uma estrutura tarifária afastada do realismo tarifário e sobrecarregada de subsídios cruzados.

*Por isso, surge a segunda sugestão aos agentes públicos comprometidos com a redução do preço da energia: defender a transferência, para o contribuinte, dos subsídios hoje pagos pelo consumidor de energia elétrica.*

Nos próximos itens, enumerar-se-ão todos os tributos, subsídios e encargos vigentes no setor elétrico brasileiro, e discutir-se-á a sua pertinência. Para mais bem contextualizar os subsídios e encargos, far-se-á preliminarmente uma abordagem da história recente do setor elétrico do Brasil. O assunto do próximo item, conquanto árido, é fundamental para se entender todos os encargos, os subsídios e a estrutura tarifária do setor elétrico. Os termos mais utilizados estão definidos no início do texto para eventual consulta.

## HISTÓRIA RECENTE DO SETOR ELÉTRICO<sup>12, 13, 14</sup>

Na década de 1970, o setor elétrico era essencialmente monopólio esta-

<sup>12</sup> O. A. Abbud e E. Montalvão – A Crise de Energia de 2001 Deveu-se à Reestruturação do Setor elétrico? Para Onde Seguir após a Crise? – Revista de Informação Legislativa nº 157 – janeiro/março de 2003. Senado Federal.

<sup>13</sup> C. S. Faria Júnior – A Revisão Institucional do Setor Elétrico – REVISE – Tese de Mestrado em Ciências Políticas pela Universidade de Brasília, novembro de 1997.

<sup>14</sup> N. J. de Castro, G. A. Dantas, J. N. Fonseca, V. J. F. Gomes – A Busca da Eficiência Versus Assimetria Ta-

tal verticalizado. Em outras palavras, as empresas eram, na sua grande maioria, controladas pela União, Estados ou Municípios e atuavam tanto na geração, na transmissão e/ou na distribuição de energia elétrica. Data dessa época a criação de uma série de encargos, subsídios e modificações da estrutura tarifária que pautaram a história recente do setor elétrico nacional, mediante os diplomas legais descritos a seguir. Destaca-se que alguns desses encargos foram extintos, ao passo que outros ainda vigem.

1. A Lei nº 5.655, de 1971 impôs à União a responsabilidade de garantir a remuneração a todas as concessionárias de energia, entre 10% e 12%, determinando uma regulação<sup>15</sup> de tarifas pelo custo do serviço. As diferenças entre a remuneração legal e a remuneração real eram contabilizadas na Conta de Resultados a Compensar (CRC). A idéia original é que caso as concessionárias viessem a ter rentabilidade real superior a 12%, o resultado excedente seria aportado à CRC; sendo tais recursos usados para financiar o montante que a União teria que pagar para concessionárias com rentabilidade inferior a 10%. O controle tarifário nas décadas de 1970 e 1980, praticado pela política de controle inflacionário, fez ruir essa idéia.<sup>16</sup>

rifária no Regime de Concessões de Distribuição no Brasil. Disponível em [http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/biblioteca/0811\\_CastroEtAl\\_Assimetria.pdf](http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/biblioteca/0811_CastroEtAl_Assimetria.pdf), acessado em 11/05/2009.

<sup>15</sup> Regulação: são as restrições impostas às concessionárias pelo Poder Concedente, que é o definidor da tarifa pela prestação do serviço. Na regulação pelo custo do serviço, o Poder Concedente autoriza a concessionária a praticar tarifas que levem a uma receita global igual ao custo apresentado pela concessionária, no qual está embutida a remuneração dos investimentos.

<sup>16</sup> Em 1993, a União pagou às concessionárias, a título de CRC, o passivo líquido resultante do encontro de

Essa Lei também traz para a esfera legal a *Reserva Global de Reversão (RGR)*, arrecadação mensal recolhida das concessionárias (vale dizer, dos consumidores), tendo como base 3% do valor dos ativos reversíveis<sup>17</sup>. A RGR foi criada pelo Decreto nº 41.019, de 1957, a fim de a União dispor de recursos para promover a reversão dos bens não amortizados ou na hipótese de retomada unilateral da concessão, bem como para promover empréstimos destinados à expansão dos serviços. Na prática, a RGR nunca foi usada em reversão ou retomada unilateral, e tem sido adotada, ao longo do tempo, como fonte de recursos para financiar o setor elétrico.

2. A Lei nº 5.899, de 1973, também chamada Lei de Itaipu, obriga as empresas estatais federais do setor elétrico e seus clientes – as distribuidoras do Sudeste, Centro-Oeste e Sul –, a comprarem energia de Itaipu ao preço estabelecido no Tratado<sup>18, 19</sup>;

contas de US\$ 26 bilhões, que correspondia a cerca de ¼ da dívida externa da época.

<sup>17</sup> Bens diretamente ligados à prestação dos serviços, excluídos os demais ativos não vinculados à atividade-fim, como, por exemplo, prédios administrativos. Esses bens, ao final do período da concessão, reverterem sem ônus para o patrimônio da União, e a concessionária é indenizada pelos investimentos ainda não amortizados.

<sup>18</sup> Nos primeiros dez anos de operação de Itaipu, a energia chegava a custar mais do que o dobro do preço médio da energia gerada pelas outras hidroelétricas operando no País. Os consumidores brasileiros viabilizaram Itaipu, principalmente no início de sua operação, quando as tarifas eram irrealistas e muito acima do custo marginal de expansão da época. As concessionárias reclamavam fortemente da obrigatoriedade legal de se comprar energia tão cara. Atualmente, quase trinta anos após o início de sua operação, a energia de Itaipu ainda é mais cara do que a de usinas recentemente licitadas, como as do Complexo de Rio Madeira.

<sup>19</sup> P. E. Strazzi - Relação entre Tarifas e Investimentos no Setor Elétrico: um Estudo de Caso, a CESP – Tese de Mestrado – Unicamp, 1998 – disponível no endereço eletrônico <http://libdigi.unicamp>.

además, a Lei cria o conceito de Sistema Interligado Nacional (SIN), operação integrada do sistema elétrico, em que tanto os ônus<sup>20</sup> quanto os bônus<sup>21</sup> da operação conjunta das usinas hidroelétricas são rateados entre as distribuidoras. É bom que se diga que a interligação dos sistemas elétricos traz racionalidade e eficiência à operação do sistema elétrico. Essa Lei criou também a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) para ratear entre as concessionárias (em última instância, entre os consumidores) os custos de eventual operação de usinas termoelétricas do SIN.

3. O Decreto-Lei nº 1.383, de 1974 determinou a equalização tarifária para todo o País, mantidas diferenças apenas entre classes de consumo. Portanto, a tarifa de energia passou a ser única para todos os consumidores do País de uma determinada classe. Esse diploma legal também criou a Reserva Global de Garantia (RGG), mediante outra alíquota de 2% sobre os ativos reversíveis, para garantir que não houvesse desequilíbrio econômico-financeiro das concessões com a equalização. A RGG era um meca-

nismo de transferência de recursos das concessionárias rentáveis para concessionárias cujo custo de serviço fosse superior à receita obtida com uma tarifa que não remunerasse seus investimentos. Esse mecanismo também garantia às concessionárias dos sistemas isolados<sup>22</sup> a manutenção das caras usinas termoelétricas. Posteriormente, o Decreto-Lei nº 2.432, de 1988, substituiria a RGG pela Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR).

É fato sobejamente conhecido dos economistas que o afastamento do realismo tarifário afasta um setor regulado do seu funcionamento eficiente. A história recente do setor elétrico mostra isso de forma cabal. A garantia de remuneração via CRC não estimulava a busca da eficiência pelas empresas do setor, pois as empresas que tivessem rentabilidade superior a 12% teriam que abrir mão dessa parte dos lucros, enquanto aquelas que tivessem rentabilidade inferior a 10% não precisariam se preocupar com sua sobrevivência, pois receberiam subvenção para atingir a taxa mínima de rentabilidade. Además, durante anos, o Governo Federal manipulou tarifas para reduzir artificialmente a inflação. E o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), órgão responsável pela fiscalização e regulação das tarifas, não tinha força para se impor sobre empresas estatais politicamente fortes; además, o seu quadro de pessoal era formado por funcionários das empresas fisca-

[br/document/?code=vtls000376264](http://br/document/?code=vtls000376264), acessado em 14/05/2009.

<sup>20</sup> Por exemplo, em períodos de condições hidrológicas críticas, as concessionárias (vale dizer, os consumidores) assumem o ônus de pagar a operação de caras usinas térmicas. Elas também bancam os investimentos em confiabilidade do sistema.

<sup>21</sup> Por exemplo, em períodos de reservatórios cheios, há um ganho estimado de até 30% na capacidade de geração de energia devido à diversidade de ciclos hidrológicos entre bacias, o que permite a postergação de investimentos em novas hidroelétricas e, consequentemente, tarifas mais baixas. Para isso, é fundamental que as hidroelétricas tenham reservatórios com grande capacidade de armazenamento de água, que será transformada em eletricidade no momento oportuno e transferida, pelo sistema interligado, para outra região com eventual dificuldade hidrológica.

<sup>22</sup> Esses sistemas são aqueles que não estão integrados ao SIN e concentram-se na Região Norte. Sua base de geração é fundamentalmente térmica.

lizadas, em um típico caso de conflito de interesses. Assim, as empresas não se preocupavam em gastar eficientemente, porque, ao final, os gastos não eram auditados e a remuneração era garantida<sup>23</sup>. Como já dito, a conta dessa ineficiência e do achatamento de tarifas foi paga em 1993, e gerou um encontro de contas de US\$ 26 bilhões em CRC. O passivo líquido, coube ao contribuinte pagar.

Uma ressalva deve ser feita aqui. O contribuinte federal pagou esse passivo líquido, que, na verdade, era do consumidor de energia elétrica. A CRC havia sido criada numa perspectiva de ser uma mera caixa de compensação, que não ultrapassaria um valor módico, e o Governo Federal (vale dizer, o contribuinte) assumiria eventuais desequilíbrios. A Conta fugiu do controle porque os Governos Estaduais, acionistas majoritários de empresas distribuidoras, geriram-nas ineficientemente (por falta de incentivos à eficiência), e, principalmente, porque o Governo Federal praticou uma equivocada política de achatamento das tarifas para controle da inflação. A combinação desses dois equívocos reduziu drasticamente o caixa das concessionárias, fazendo inflar os créditos de cada uma delas junto à CRC e minguar recursos im-

prescindíveis para novos investimentos. O resultado foi uma crescente ciranda de inadimplência entre concessionárias, já na década de 1980: distribuidoras não pagavam a energia comprada, fornecedores, tributos; as geradoras não pagavam fornecedores, tributos nem outras geradoras. Essa ciranda explodiu na década de 1990.

Outra fonte de ineficiência que contribuiu indiretamente para engordar a conta da CRC foi a equalização tarifária. A equalização foi um mecanismo de proteção dos consumidores das regiões menos desenvolvidas do País. Há uma motivação social nesse mecanismo que certamente é meritória. Entretanto, do ponto de vista das concessionárias, esse mecanismo desestimulou a eficiência financeira e operacional, já que a RGG garantia o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, independentemente do seu desempenho empresarial.

A Constituição Federal de 1988 criou as condições para a reformulação do setor elétrico. Essa reforma era necessária e urgente, pois no final da década de 1980 estava instalada uma ciranda de inadimplência entre as empresas do setor que ameaçava o futuro da indústria da eletricidade no Brasil. Elas estavam fortemente descapitalizadas e endividadas. O Estado estava com sérios problemas financeiros e não mais podia bancar os investimentos no setor elétrico. Urgia, portanto, reformular o arcabouço jurídico para que o capital privado pudesse aumentar fortemente sua participação no setor e liberar o

<sup>23</sup> Esse é o chamado efeito Averch-Johnson, segundo o qual é compensador para as concessionárias sobreinvestirem, por meio de projetos intensivos em capital, já que a remuneração sempre será superior ao seu custo, engordando os seus lucros. Embora, em alguns investimentos do setor elétrico da época, até possa ter havido eficiência produtiva, ou seja, o investimento ser feito dentro das melhores técnicas de engenharia e de administração, não houve eficiência alocativa, porque houve um gasto excessivo do ponto de vista social: para a sociedade teria mais proveitoso alocar os recursos em outras atividades.

Estado para investir em outros bens públicos. Entre as premissas para a reformulação destacam-se:

- Desequalização tarifária e realismo tarifário quando possível;
- Concorrência onde possível, regulação onde necessária;
- Regulação pelo preço, com incentivos à eficiência das concessionárias e garantia de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão;
- Desverticalização do setor em segmentos de geração, transmissão e distribuição;

A reestruturação do setor, concomitantemente à criação de novos encargos, foi feita ao longo das décadas de 1990 e 2000, com os seguintes diplomas legais:

1. Lei nº 7.990, de 1989 – regulamenta a *compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)*, encargo pago pelo concessionário de usina hidroelétrica para a União, os Estados e Municípios afetados pelo reservatório, no montante de 6,75% da receita com a venda da energia;

2. Portaria MINF nº 45, de 1992 – estabelece descontos especiais na tarifa de consumo de energia elétrica para irrigação a consumidores rurais e cooperativas de eletrificação rural, exclusivamente entre 23h e 5h. Eles são custeados por todos os outros consumidores da concessão. Os descontos são diferenciados por região e

por grupo tarifário (alta tensão (AT) ou baixa tensão (BT)):

- Nordeste – 90% (AT) ou 73% (BT);
- Norte, Centro-Oeste de Minas Gerais – 80% (AT);
- Demais estados: 70% (AT) ou 60% (BT).

3. Lei nº 8.631, de 1993 – extingue a remuneração garantida (CRC) e a equalização tarifária (RENCOR); mantém a CCC-SIN e cria a CCC dos sistemas isolados CCC-ISOL<sup>24</sup> (Conta de Consumo de Combustíveis, respectivamente, do Sistema Interligado Nacional e dos Sistemas Isolados). Para compensar a extinção da RENCOR, a Lei altera a forma de cálculo da RGR; introduz a regulação pelo preço; permite que a concessionária de distribuição ajuste a tarifa das classes de tensão, desde que a tarifa média da concessão se mantenha; cria o Conselho de Consumidores, órgão sustentado pelas concessionárias, de caráter consultivo, composto por representantes das principais classes de consumo (industrial, comercial, residencial, rural).

4. Lei nº 8.880, de 1994 – Lei do Plano Real, determina que um contrato

<sup>24</sup> A CCC também sempre foi fonte de ineficiências, principalmente por parte das concessionárias dos sistemas isolados, pois não foram criados, na origem, estímulos para a substituição das caras e ineficientes fontes de geração termoelétrica por hidroelétricas nos sistemas isolados. Ademais, a frouxa fiscalização dos gastos com compra de combustíveis, de responsabilidade da Eletrobrás, abriu espaço para todo tipo de abusos à custa do consumidor de energia, como se pode depreender do Relatório de Auditoria Operacional sobre a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), de 25 de fevereiro de 2005, do TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO.

não pode sofrer reajuste com período inferior a um ano, salvo deliberação contrária do Ministro de Estado da Fazenda.

5. Lei nº 8.987, de 1995 – Lei de Concessões, regulamenta o art. 175 da Constituição, que determina a necessidade de licitação para a outorga de concessões de serviços públicos; garante às concessionárias o direito ao equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão; estabelece as condições para a retomada da concessão pelo Poder Concedente.

6. Portaria MF nº 267, de 1995 – autoriza o Ministério de Minas e Energia a alterar o regime de descontos na classe residencial. As alterações levaram à divisão da classe residencial em duas subclasses: *subclasse residencial* e *subclasse residencial baixa renda*. Ademais, excluiu o critério de desconto em cascata<sup>25</sup> para o consumidor da subclasse residencial com nível de consumo acima de 200 kWh, que passou a pagar a tarifa plena, sem desconto progressivo. Incidia, portanto, um alto desconto sobre as primeiras faixas de consumo. Após as alterações, manteve-se o desconto apenas para a primeira faixa, e excluiu-se o conceito de faixa de consumo para os maiores consumos.

<sup>25</sup> Num exemplo fictício a seguir, a conta de energia era dividida em faixas: na primeira faixa (digamos, entre 0 e 100 kWh), o consumidor pagava menos (digamos, R\$ 10) e tinha desconto elevado (digamos, 70%), igual para todos os consumidores; a segunda faixa (digamos, entre 101 e 200 kWh) pagava um pouco mais (R\$ 20), e tinha um desconto menor (digamos, 30%); a terceira faixa não tinha descontos e pagava a tarifa plena (digamos, R\$ 30). Um consumidor fictício que consumisse 300 kWh/mês, pagaria a tarifa  $10 * (1 - 70\%) + 20 * (1 - 30\%) + 30 = R\$ 47$ . Após a edição da Portaria, esse mesmo consumidor passaria a pagar  $R\$ 10 + R\$ 20 + R\$ 30 = R\$ 70$ .

Ademais, cada concessionária passou a ter um critério próprio para definir os seus consumidores da subclasse residencial baixa renda, com base no perfil do mercado consumidor.

7. Lei 9.074, de 1995 – cria a figura do *produtor independente de energia (PIE)*, aquele que gera energia por sua conta e risco para venda no mercado; cria a figura do *consumidor livre*, consumidor de tensão igual ou superior a 69 kV e com carga igual ou superior a 3.000 kW, que pode livremente escolher o fornecedor de energia; garante o *livre acesso* às redes de transmissão e de distribuição (a decisão de acesso é do interessado e não do proprietário da rede), mediante o pagamento de *tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST)* e *tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD)*, ambas reguladas pela agência reguladora; cria a *rede básica*, formada por linhas do SIN de interesse regional de tensão igual ou superior a 230 kV, distintas das linhas de interesse restrito dos geradores ou das distribuidoras;

8. Lei nº 9.427, de 1996 – Cria a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) agência reguladora do setor elétrico; cria a *Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)*, destinada à sustentação da ANEEL; cria o regime de autorização para a outorga de pequenas centrais hidroelétricas (PCH – até 30<sup>26</sup> MW de potência instalada e, em regra, até 3 km<sup>2</sup> de área inundada); cria subsídios para PCH e para geração de energia com base

<sup>26</sup> A Lei nº 11.943, de 25 de maio de 2009, ampliou o regime de autorização para usinas com até 50 MW.

em fontes eólica, solar e biomassa, da seguinte forma: desconto de, no mínimo, 50% na TUSD e na TUST, desconto esse aplicado tanto para o gerador quanto para o consumidor que dele comprar a energia; abre exceção na figura do consumidor livre, ao permitir que PCHs e geradores com base em fontes eólica, solar e biomassa vendam energia diretamente para consumidor com carga igual ou maior que 500 kW.

Uma novidade relevante introduzida por essa Lei é que a Aneel deve proceder a audiências públicas antes de qualquer processo decisório que implicar afetação de direitos dos agentes econômicos ou dos consumidores.

9. Lei nº 9.478, de 1997 – Também chamada Lei do Petróleo, criou a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e o marco regulatório para o petróleo. Criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão de assessoramento do Presidente da República, com poderes para ditar a política energética do País.

10. Lei nº 9.648, de 1998 – determina a desverticalização do sistema elétrico, mediante a transparência nos valores da TUST e TUSD, separados dos preços de compra de energia; cria o *Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)*, responsável pela coordenação e controle da operação do SIN; determina que a concessão de usinas hidroelétricas, necessariamente licitadas, seja outorgada a título oneroso, mediante o pagamento pelo *uso do bem público (UBP)*, vencendo o

certame quem oferecer o maior UBP; determina que a RGR seja extinta em 2010, em benefício do consumidor; passa a ser de livre negociação a compra e venda de energia, num ambiente de mercado atacadista; limita o benefício da CCC no SIN às termoelétricas que estavam em operação até 6 de fevereiro de 1998, e mesmo assim, elas ficam sujeitas a uma regra de transição, com extinção da CCC-SIN em 2005; mantém até 2.022 a CCC-ISOL, mas determinando à ANEEL que, na regulamentação, sejam previstos mecanismos que induzam à eficiência econômica e energética; cria a figura da *sub-rogação* da CCC, instrumento de incentivo à redução das ineficientes termoelétricas dos sistemas isolados, mediante o qual PCHs, e fontes eólicas, solar, biomassa ou gás natural recebem da CCC, a fundo perdido, no mesmo montante que houver substituído, durante até sete anos.

11. Decreto nº 2.655, de 1998 – regulamenta a Lei nº 9.648, de 1998, e cria o *Mercado Atacadista de Energia (MAE)*, ambiente de livre negociação pactuado entre os agentes; prevê a criação de regras de mercado no âmbito do MAE, inclusive os *encargos de serviços de sistema (ESS)*<sup>27</sup>, gastos necessários ao funcionamento do SIN, e de interesse de todos os consumidores. Quem paga esse encargo são os consumidores

<sup>27</sup> ESS é a cobertura de serviços de interesse coletivo de todos os usuários do SIN, mediante a instalação, operação e manutenção de vários equipamentos: compensadores síncronos, compensadores estáticos, bancos de capacitores, reatores, unidades geradores de reserva e gastos com combustíveis fósseis usados em termoelétricas para situações de hidrologia adversa ou de restrição de transmissão. Esses serviços mantêm a confiabilidade e a estabilidade elétrica do SIN.

12. Lei nº 9.991, de 2000 – obriga as concessionárias e permissionárias (distribuidores, transmissores e geradores) a aplicarem, anualmente, um por cento da sua receita operacional líquida em programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e em eficiência energética; dos recursos de P&D.

Até 2001, a comercialização de energia era feita diretamente entre os PIEs, (Produtores Independentes de Energia) de um lado, e as concessionárias de distribuição ou consumidores livres, do outro lado, sem a participação do Estado. Apenas era exigido que pelo menos 85% do mercado dos *consumidores cativos*<sup>28</sup> estivessem respaldados em contratos de longo prazo. O restante poderia ser adquirido no mercado de curto prazo, ou mercado *spot*.

Em 2001, houve a crise de energia, causada por insuficiência de investimentos em geração e atrasos na construção das linhas de transmissão. As licitações foram paralisadas. Esse evento reabriu a discussão sobre os pilares do modelo do setor elétrico instituído na década de 1990, e o debate culminou com a aprovação das seguintes leis:

13. Lei nº 10.433, de 2002 – trouxe para a esfera legal o *Mercado Atacadista de Energia (MAE)*, ambiente de negócios da indústria da energia elétrica;

14. Lei nº 10.438, de 2002 – alça para a esfera legal a definição de *subclasse*

*residencial* baixa renda; cria o *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)*, destinado a aumentar a participação, no SIN, da geração com base em fontes eólica, PCH e biomassa, com cobrança do encargo dos consumidores do SIN; cria a *Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)*, visando:

8.1. cobrir custos de instalações de transporte de gás natural em estados que não tinham gasodutos em 2002<sup>29</sup>;

8.2. pagar aos geradores do PROINFA a diferença entre os caros preços dessas tecnologias e o valor econômico de uma fonte competitiva;

8.3. promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;

8.4. subsidiar a subclasse residencial baixa renda.

A fonte dos recursos da CDE são os pagamentos anuais do UBP (Uso de Bem Público), as multas aplicadas pela Aneel aos agentes<sup>30</sup>, e as *cotas anuais de CDE* pagas por quem comercializa energia com consumidor final<sup>31</sup> do SIN. Essas substituem, em idêntico valor de 2001, as cotas de CCC-SIN (vide Lei nº 9.648, de 1998),

<sup>29</sup> São doze unidades da Federação: GO, DF, TO, PI, MA, PA, AP, RR, AM, AC, RO e MT.

<sup>30</sup> UBP e multas devem ser aplicados exclusivamente na universalização do serviço público de energia elétrica. UBP é receita do contribuinte, aplicada na redução de assimetria social no setor elétrico.

<sup>31</sup> Exemplo de quem paga a CDE: concessionária de distribuição, PIE que vende energia diretamente a um consumidor livre. Exemplo de quem não paga: agente de transmissão de energia e PIE que vende para concessionária de distribuição.

e são reajustadas anualmente pelo crescimento do mercado e atualizadas monetariamente pelo IPC-A. A CDE vigorará até 2.027; municípios com índice de atendimento a domicílios inferior a 85% poderão receber subsídios diretos com recursos a fundo perdido da RGR e da CDE.

A lei ainda estende os descontos na irrigação previstos na Portaria MINF nº 45, de 1992, para a atividade de aquicultura e aumenta o período do dia em que os descontos podem ser aplicados para entre 21h30 e 6h00.

15. Lei nº 10.847, de 2002 – cria a *Empresa de Pesquisa Energética (EPE)*, destinada a elaborar estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético.

16. Lei nº 10.848, de 2002 – obriga as concessionárias de distribuição a participarem de leilões para compra de energia mediante contratos de longo prazo no *ambiente de contratação regulada (ACR)*; obriga os investidores de geração a venderem energia ao mercado regulado somente através de leilão; cria o *ambiente de contratação livre (ACL)*, onde PIE e consumidores livres podem negociar livremente a energia; transforma o MAE (ver Lei nº 10.433, de 2002) em *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*; destina 3% da RGR e 20% dos recursos de P&D (vide Lei nº 9.991, de 2000) para a EPE.

Basicamente, esse é o arcabouço jurídico que conforma o setor elétrico, apresentado numa perspectiva temporal. Nos próximos itens, apresentar-

se-á um resumo do funcionamento dos três segmentos desverticalizados (geração, transmissão e distribuição, ou G, T e D) constituintes da cadeia produtiva da energia elétrica.

## 5. SEGMENTO DE GERAÇÃO<sup>32</sup>

Antes de explicar o funcionamento desse segmento, é interessante aduzir alguns conceitos sobre energia elétrica para quem não conhece o assunto, bem como sobre a operação do Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).

### 5.1. Alguns conceitos sobre energia elétrica<sup>33</sup>

A unidade Megawatt (MW) é uma medida de potência (ou demanda). Um Watt (W) é a potência de um sistema energético que fornece ou recebe uma energia de um joule durante um segundo. Um MW corresponde a 1.000 kW ou 1.000.000 W. Normalmente, a potência de uma unidade produtora de energia elétrica é dada em MW. Por exemplo: a Usina Hidroelétrica (UHE) de Itaipu tem *potência nominal* (ou capacidade nominal) de 14.000 MW. Todo equipamento elétrico, no qual uma potência flui, sofre um aquecimento. O termo *nominal* designa a potência máxima que qualquer equipamento (gerador, linha de transmissão, motor, etc.) pode suportar continuamente sem

<sup>32</sup> E. Montalvão; “O Setor Elétrico e o Horário de Verão”, disponível no endereço eletrônico: [http://www.senado.gov.br/conleg/textos\\_discussao.htm](http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao.htm)

<sup>33</sup> Uma hora tem 3.600 segundos.

se aquecer ao nível de deterioração do equipamento.

Já o Megawatt-hora (MWh) é uma medida de energia. Um Watt-hora (Wh) é a potência fornecida ou consumida durante uma hora ( $1 \text{ Wh} = 1 \text{ (Joule/seg)} \times 3600 \text{ seg} = 3.600 \text{ Joules}$ ). É mais cômodo apresentar a medida de energia em MWh do que em Joules. Por exemplo: se a UHE de Itaipu produzir toda a sua capacidade durante uma hora, terá produzido 14.000 MWh de energia. Outra maneira de informar a produção ou o consumo de energia é integralizá-la ao longo do ano. Por exemplo: um ano tem 8.760 horas (24 horas x 365 dias). Se Itaipu gerasse toda a sua potência nominal ininterruptamente durante um ano, produziria 122.640 milhões de MWh-ano, ou 122,64 TWh-ano. Na realidade, Itaipu produziu 93,43 TWh-ano em 2008. Para dar uma idéia do que isso representa, o Brasil produziu pouco mais de 448 TWh-ano ao longo de 2008.

A medição de demanda também se dá na unidade Megawatt-hora/hora (MWh/h), que significa, na prática do setor elétrico, a média da demanda num intervalo de 15 minutos.

“Energia elétrica” é expressão genérica que tanto pode ser entendida em termos de potência quanto em termos de energia. A *potência* que uma usina hidroelétrica gera é proporcional à *queda* ( $m$ ) e à *vazão d'água* ( $m^3/\text{seg}$ ) que passa nas turbinas. A queda é fixa, mas a vazão é variável. A potência gerada é uma grandeza instantânea, diretamente proporcio-

nal à vazão que está passando pelas turbinas, e só é produzida se houver, ao mesmo tempo, uma potência sendo consumida em alguma parte do sistema elétrico. Portanto, à medida que uma maior potência é demandada, mecanismos de controle da usina fazem com que uma maior a vazão seja turbinada. Mas há um limite para essa vazão, dado pela potência nominal do gerador.

Já a *energia* é proporcional, não à vazão, mas ao volume ( $m^3$ ) total de água que passou pelas turbinas na produção da energia elétrica no intervalo de tempo considerado. A energia gerada está associada a um evento continuado, que é o consumo de potência em algum lugar do sistema elétrico durante um intervalo de tempo; mas, ao contrário da potência, que é uma grandeza instantânea, a energia pode estar associada a um evento futuro, que pode ser a capacidade de se utilizar futuramente a água armazenada de um reservatório de uma usina hidroelétrica.

Por essa razão, duas usinas hidroelétricas de mesma *potência* nominal podem não ter a mesma capacidade de geração de *energia*. Esta é função do tamanho do seu reservatório. Para se proceder a uma comparação adequada entre hidroelétricas, utiliza-se também o conceito de *fator de capacidade*. Uma usina sem reservatório tem sua capacidade de gerar limitada pela sua potência nominal *e* pela vazão do rio. No período de cheia, pode gerar sua potência nominal, mas no período de seca a geração é limitada pela vazão do rio. Por outro lado, uma

usina que tenha reservatório gerará proporcionalmente à vazão do rio e à água armazenada que for turbinada. O *fator de capacidade* é a energia efetivamente gerada ao longo do ano (MWhano) dividida pela energia potencialmente gerável (potência nominal x 8760 h). É uma medida da limitação da usina na sua capacidade de gerar *energia*.

À medida que a capacidade de armazenamento do reservatório vai aumentando, a água armazenada se soma à vazão do rio para aumentar a capacidade de geração e, consequentemente, aumentar o fator de capacidade. Além do tamanho do reservatório, a capacidade de gerar *energia* é limitada pela indisponibilidade de geradores que se encontram em manutenção. O fator de capacidade médio das usinas hidroelétricas brasileiras é inferior a 0,6, com tendência declinante pelo fato de novas usinas hidroelétricas estarem sendo construídas sem reservatório. Já as centrais termoeletricas têm fator de capacidade próximo a 0,8.

## 5.2. Características da operação integrada de usinas hidroelétricas

A característica hidráulica das fontes de geração deu ao Brasil uma vantagem comparativa em relação aos outros países. A capacidade de armazenamento de água (vale dizer, armazenamento de energia) em reservatórios e a diversidade de ciclos pluviométricos permitem a troca de energia entre bacias, por meio das li-

nhas de transmissão. Por exemplo, se as usinas de uma bacia necessitarem economizar água escassa, pode-se enviar energia de outra bacia, onde a água está sobrando, por meio das linhas de transmissão, para atender as cargas localizadas na bacia submetida à escassez. É a chamada “otimização hidroenergética”.

Várias usinas hidroelétricas espalhadas pelo País já operam com essa otimização hidroenergética. E, se hidroelétricas da bacia amazônica forem incorporadas ao SIN, essa otimização será grandemente aumentada. Tome-se o exemplo de um rio da margem direita do rio Amazonas. O regime hidrológico do rio Xingu é deslocado cerca de dois meses em relação aos rios das regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. O período chuvoso dos rios dessas três regiões concentra-se no trimestre janeiro-março, enquanto que, no rio Xingu, as maiores vazões ocorrem dois meses mais tarde, no trimestre março-maio. As citadas três regiões ainda têm uma diversidade hidrológica de cerca de um mês com relação à região Sul, onde as chuvas se concentram nos meses de dezembro a fevereiro.

Quando o Complexo Hidroelétrico de Belo Monte for construído, no rio Xingu, cuja licitação está prevista para este ano, essa defasagem de dois meses permitirá um melhor aproveitamento dos recursos hídricos, com consequente otimização energética. Isso porque o excesso de água de Belo Monte poderia produzir grandes blocos de energia, particularmente no primeiro semestre do ano, para o res-

tante do Sistema Interligado Nacional (SIN), permitindo que usinas das outras regiões do País armazenem água para uso no período seco (segundo semestre). Em contrapartida, nos meses de dezembro a fevereiro, o fluxo de energia poderia ser invertido, garantindo a complementação de energia que uma usina do rio Xingu, isoladamente, não poderia suprir às cargas de sua bacia, como Belém, Manaus e Macapá. Ganha o sistema elétrico como um todo, e, obviamente, o País.

Se hidroelétricas construídas nos rios da margem esquerda do rio Amazonas e, principalmente as hidroelétricas da Venezuela, fossem interligadas com o SIN, a otimização seria máxima, porque os ciclos hidrológicos são defasados de seis meses. Esse é só um exemplo dos potenciais benefícios da otimização energética.

A operação interligada, entre outras vantagens, permite postergar a construção de novas usinas (hidroelétricas ou não) e minimiza os impactos ambientais futuros. Atualmente, estima-se que a otimização energética do SIN pode garantir um excedente de 30% de energia, que não seria aproveitado caso as usinas operassem de modo isolado. Esse é um ganho que resulta de o SIN incorporar o princípio de solidariedade, na forma de cooperação e compartilhamento de ônus e bônus entre os estados. Esse princípio consta do art. 3º da Constituição Federal.

No passado, o SIN tinha capacidade de armazenamento plurianual, ou seja, a água armazenada nos reser-

vatórios era suficiente para atender a demanda por energia para o ano vigente e o seguinte, mesmo após período de baixa precipitação de chuvas. Desde a década de 1990, o SIN perdeu essa capacidade, em razão do crescimento do mercado sem a contrapartida de implantação de novas usinas hidroelétricas com reservatórios. Uma usina sem capacidade de armazenar água, por falta de reservatório, é denominada “usina a fio d’água”, para caracterizar que só a água que flui no leito do rio contribui para a geração de energia.

Perdida a capacidade plurianual, hoje se devem gerenciar ano a ano os estoques de água nas usinas hidroelétricas. Portanto, a cada ano, o ritmo de construção de novas usinas e a probabilidade de ocorrência de períodos críticos de precipitação de chuvas são os fatores determinantes para o cálculo do risco de falta de energia.

A construção de novas usinas é um evento controlável, mas o nível de precipitação de chuvas é um evento probabilístico. Portanto, ao planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, de base predominantemente hidráulica, sempre estará associado um risco de insuficiência de chuvas que leve a uma diminuição das vazões dos rios abaixo das quais pode haver carência de energia. É o chamado “risco de déficit”<sup>34</sup>. O déficit de energia ocorre quando a geração de energia elétrica é insuficiente para

<sup>34</sup> O assunto pode ser visto com um pouco mais de detalhes em E. Montalvão: “O Setor Elétrico e o Horário de Verão”, pág. 31, disponível em: [http://www.senado.gov.br/conleg/textos\\_discussao.htm](http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao.htm).

atender o consumo. É uma situação indesejável, como a vivida em 2001, e esforços devem ser empreendidos para evitá-la, em razão dos seus impactos deletérios para a sociedade. Em face dos problemas enfrentados com a crise de energia, houve alterações na forma de contratação da energia, visando à expansão do parque gerador.

Deve-se deixar claro, desde já, que a matriz de energia predominantemente hidroelétrica não pode prescindir de uma complementação por outra fonte cuja operação seja totalmente controlável, ou seja, capaz de gerar sempre que for necessário. UHE, e as fontes eólicas, solar e biomassa não têm essa característica, pois os seus “combustíveis” (água, vento, sol e massa verde) não estão disponíveis a qualquer instante que o sistema elétrico demandar. As UTE convencionais têm a grande vantagem de serem totalmente controláveis, desde que, obviamente, a cadeia de fornecimento do combustível fóssil esteja instalada.

A matriz ideal para o Brasil é aquela que agregue as fontes renováveis e que tenham o menor custo marginal de expansão. Fazem parte das fontes com essas características as UHE com reservatórios, as fontes a biomassa e as fontes eólicas. Um ajuste final deve ser feito para garantir o casamento entre a oferta segura de energia e o consumo a qualquer tempo. E esse ajuste final deve vir de fontes controláveis, ou seja, das UTE. Assim sendo, as UTE são imprescindíveis para garantir a segurança energética do SIN.

Entretanto, essa participação deve ser minimizada para não onerar a conta de luz, porque as termoelétricas são caras.

### 5.3. Expansão da Geração

Como um dos requisitos para estimular a expansão da geração no País, a reestruturação do setor elétrico na década de 1990 estabeleceu a desverticalização em três segmentos: geração, transmissão e distribuição (dora-vante denominados simplesmente G, T e D) e ensejou a necessidade de se assinarem novos contratos de compra e venda de energia. Os contratos de energia, em vigor na década de 1990, também chamados “contratos iniciais”, passariam por um processo de lenta descontração, a partir de 2003, à razão de 25% ao ano, até a total descontração em 2007. A extinção gradual desses contratos daria lugar a outros contratos de compra e venda de energia, num ambiente de concorrência pela venda, no mercado atacadista.

A crise de energia evidenciou a tardia retomada dos investimentos em geração e levou a um debate sobre a necessidade de se alterar o modelo do setor de forma a estimular mais investimentos em geração. O resultado foi a edição da Lei nº 10.848, de 2004, que, fundamentalmente, alterou a forma de contratação da energia.

Inicialmente, a Lei tratou da energia dos contratos iniciais (também denominada “energia velha”, para caracterizar uma energia produzida

por ativos depreciados) e que não contribuía para a expansão da geração. Foram criados os “leilões de energia velha” para a recontração dessa energia. Os contratos eram de oito anos. O primeiro leilão foi em dezembro de 2004. Portanto, essa energia estará novamente descontraída a partir de dezembro de 2012.

Criaram-se dois ambientes de contratação da geração: um ambiente de contratação regulada (ACR) e um ambiente de contratação livre (ACL). O ACL se manteve basicamente nos mesmos moldes já estabelecidos anteriormente: consumidores livres e PIE transacionam por sua conta e risco no ACL. A novidade ficou por conta do ACR.

No ACR, a energia tem que ser aquela necessária a atender 100% do mercado regulado – ambiente que atende os consumidores cativos. A energia velha é contratada no ACR. Se a energia contratada for destinada ao crescimento do mercado, ela é denominada “energia nova”<sup>35</sup>. À energia nova transacionada no ACR corresponde um contrato de longo prazo (trinta anos para UHE e quinze anos para usinas termoeletricas (UTE)), firmado entre as geradoras e as concessionárias de distribuição.

Apesar de a modicidade tarifária ser um dos pilares das alterações introduzidas pela Lei nº 10.848, de 2004,

<sup>35</sup> Do ponto de vista econômico, não há nenhum sentido separar a energia em “velha” e “nova”. Mas é um artifício usado para impor a modicidade tarifária, já que ativos depreciados podem vender energia a preços bem inferiores ao custo marginal de expansão. O consumidor se beneficia desse artifício.

os leilões de energia nova mostraram uma tendência preocupante para o consumidor: pouquíssimas UHE foram contratadas, abrindo espaço para uma crescente participação de UTE na matriz de energia. Outrora dominante (com 90%) na matriz de energia elétrica, a UHE, em 2009, reduziu sua dominância para 75% da potência instalada, e com tendência decrescente.

De fato, as enormes dificuldades para se construir novas UHE têm levado se optar por usinas termoeletricas (UTE), seja para complementarem o conjunto de hidroeletricas existentes (também chamadas UTE flexíveis), seja para gerarem permanentemente (também chamadas UTE inflexíveis). E a redução do tamanho dos reservatórios das poucas UHE que estão sendo construídas tem levado à construção de UTE para estarem à disposição do SIN quando essas novas UHE, no período seco, tiverem pouca água para gerar energia e só restar a afluência natural do rio. Em outras palavras, para cada UHE que se constrói com reservatório pequeno, uma UTE tem que ser construída para ficar disponível, esperando o início do esvaziamento do reservatório para iniciar a efetiva operação (são os chamados contratos por disponibilidade, referentes a UTE flexíveis).

Por que o consumidor está perdendo com isso? A título de exemplo, a Tabela 2 apresenta alguns números que reforçam a preocupação com a potencial explosão de tarifas (e, conseqüentemente, da conta de luz), pela renúncia às UHE com reservatório.

TABELA 2 – PREÇO MÉDIO DA ENERGIA POR TIPO DE FONTE

FONTE	PREÇO (R\$/MWh)	EXTRAÍDO DE
UHE energia velha	81,70	Leilões CCEE
UHE grande energia nova	75,00	Leilões CCEE
UHE média energia nova	115,00	Leilões CCEE
UHE pequena (PCH) energia nova	150,00	Leilões CCEE
UTE a gás natural (disponibilidade)	83,07	Leilões CCEE
UTE a gás natural (inflexível)	209,95	Leilões CCEE
UTE a carvão (disponibilidade)	141,16	Leilões CCEE
UTE a carvão (inflexível)	277,05	Leilões CCEE
UTE a óleo combustível (disponibilidade)	66,67	Leilões CCEE
UTE a óleo combustível (inflexível)	642,55	Leilões CCEE
UTE a óleo diesel (disponibilidade)	62,67	Leilões CCEE
UTE a óleo diesel (inflexível)	771,73	Leilões CCEE
UTN (Termonuclear)	150,00	Estimativa*
EOL (eólica)	269,21	Leilões CCEE
Solar Fotovoltaica	1827,00	Estimativa #
Biomassa (disponibilidade)	88,31	Leilões CCEE
Biomassa (inflexível)	206,16	Leilões CCEE

\* <http://www.eletronuclear.gov.br/downloads/39/33.pdf>, acessado em 5 de junho de 2009.

# <http://www.cepel.br/~per/download/snpteam99.pdf>, acessado em 5 de junho de 2009.

Os preços de UTE sofrem alterações anuais com base em variados índices. A parcela fixa que não é combustível e os custos variáveis de O&M são atualizados anualmente pelo IPC-A. Já os custos com combustível são atualizados anualmente por índices internacionais dolarizados, que refletem o custo do combustível no mercado internacional, mesmo que o combustível seja comprado no Brasil.

Deve-se lembrar que, ao preço mostrado na Tabela 2 de uma UHE deve-se somar um preço médio de uma fonte (normalmente uma UTE flexível) que complementa a UHE nos períodos de seca. Para avaliar esse acréscimo, é preciso analisar o tamanho do reservatório. Veja o seguinte exemplo: suponha que o País tivesse

uma única UHE, considerada “grande” que venda energia a R\$ 75/MWh, valor médio obtido no Complexo de Rio Madeira (UHE Santo Antonio e UHE Jirau, rede de conexão inclusa)<sup>36</sup>,<sup>37</sup>,<sup>38</sup>. Essa complementação deve ser a

<sup>36</sup>Ver Tabela 4.

<sup>37</sup>Os leilões de UTE têm mostrado lances da ordem de R\$ 130/MWh. É um resultado que pode ser enganoso, pois a energia térmica pode custar bem mais do que isso no futuro. Na realidade, esse lance é o chamado “Índice Custo Benefício (ICB)” que é a base de comparação entre ofertantes de combustíveis distintos. Esse valor é a soma dos custos fixos mais um custo variável anual estimado, simulado pela EPE a partir de informações dos interessados, com base num cenário de hidraulicidade provável no curto prazo. Se a realidade futura mostrar um ano hidraulicidade mais baixa que o cenário adotado, o custo variável acumulado no ano pode subir muito. Isso ocorreu em 2008. Os valores apresentados na Tabela 2 são reais, publicados pela CCEE, com base em pagamentos efetuados às concessionárias de geração.

<sup>38</sup>Deve-se ressaltar o papel relevante do MME e da EPE na obtenção desse valor surpreendentemente baixo (R\$ 78,87/MWh para Santo Antonio e R\$ 71,37/MWh para Jirau). A licitação estava preparada com preços-teto de R\$ 122/MWh (Santo Antonio) e R\$ 91/MWh (Jirau). Só um consórcio havia demonstrado in-

potência máxima que a UHE gera no período de cheia menos a energia gerada quando o reservatório está vazio e só resta a afluência natural do rio. Se o reservatório é grande, a fonte complementar só precisa ser usada em curto período. Se o reservatório previsto for pequeno, o período de uso da fonte complementar aumenta consideravelmente. Se a complementação for feita com uma UTE (a gás, por exemplo), o consumidor pagará um valor fixo de R\$ 83,07/MWh, só para ficar disponível o ano todo. O preço da venda da energia já subiria para R\$ 158,07/MWh (R\$ 75/MWh + R\$ 83,07/MWh). Quando essa UTE tivesse que gerar, porque acabou a água armazenada durante o período seco, o preço da energia subiria para R\$ 285,00/MWh (R\$ 75,00/MWh mais R\$ 210,00/MWh da UTE inflexível). Se ela tivesse reservatório (fator de capacidade alto) poderia guardar água. E o preço de venda do MWh certamente seria menor.

Essas contas para a UHE do exemplo são uma simplificação que visa apenas mostrar uma tendência ao leitor e não expressa a realidade. De fato, as UHE são analisadas em conjunto e não individualmente. Mesmo durante o período seco, as UHE continuam gerando, ainda que num montante que pode ser muito menor do que durante o período úmido. Usualmente, a operação do SIN procura assegurar

teresse na licitação, e, naturalmente, daria o lance no preço-teto. O MME e a EPE se esforçaram para viabilizar a participação de outro consórcio. Com a viabilização da concorrência, houve um deságio enorme em relação ao preço-teto, em benefício do consumidor. Quando se estimula a efetiva concorrência, as forças do mercado são, realmente, poderosos instrumentos de redução de preços.

que o excesso de água das UHE de uma bacia seja usado para socorrer as UHE de outra bacia com carência de água. Usinas eólicas e usinas a biomassa são inflexíveis e geram sempre que tiverem “combustível” disponível, permitindo poupar água dos reservatórios e evitar a geração de energia por termoelétricas. Se os reservatórios, ao esvaziarem, estiverem acima das curvas de Aversão ao Risco (CAR)<sup>39</sup> de cada região, não é necessário acionar UTE, ou o acionamento é pontual. Caso contrário, as UTE convencionais são despachadas. O setor elétrico não faz a conta do custo da geração térmica complementar a cada UHE, mas, se fosse o caso, bastaria contabilizar os custos pela disponibilidade e pela operação dessas UTE e rateá-los, cabendo a cada UHE uma parcela tanto menor quanto mais capacidade de armazenamento de água tiver o seu reservatório. Essa conta mostraria o quanto as UTE estariam pressionando para cima o preço da energia.

Em regra, o ONS programa o despacho (ou geração) de térmicas por ordem de mérito (ou seja, a ordem de despacho é das usinas mais baratas para as mais caras); as usinas que operam “na base” estão sempre gerando, quando há “combustível” (ou seja, são inflexíveis). Estão na base as UHE, as de biomassa, as eólicas e as termonucleares. Mas, se, no perí-

<sup>39</sup> Curvas bienais (armazenamento x mês), que servem de parâmetro para o ONS iniciar a operação térmica sempre que os reservatórios estiverem com armazenamentos próximos da CAR. Em outras palavras, para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da Curva de Aversão ao Risco ao longo dos dois anos. ([www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)).

odo de chuvas a precipitação estiver baixa, e houver risco de faltar água no período seco, o ONS pode alterar a ordem de mérito preventivamente e operar térmicas, visando poupar água para o período seco.

O leitor agora tem condições de entender uma das principais razões para o acentuado aumento tarifário ao longo do ano de 2008. O ano de 2007 terminou com os reservatórios vazios e perspectivas de pouca chuva no período molhado do ano. Era grande a probabilidade de uma crise de energia. Na ocasião, a Aneel alertou para um risco de crise de energia. O MME contestou a Aneel. O CNPE<sup>40</sup> determinou que as UTE fossem despachadas fora da ordem de mérito, para reduzir o risco de racionamento. Essa situação perdurou apesar de, ao final de janeiro de 2008, a chuva ter caído em abundância.

De fato, não houve crise de energia. Mas a conta do despacho fora da ordem de mérito foi de R\$ 2,3 bilhões só em 2008, pagos pelos consumidores de todo o SIN. Entidades ligadas ao setor elétrico consideraram esse um esforço desnecessário, e questionaram o Governo Federal quanto à sua responsabilidade nesse episódio<sup>41</sup>,

propondo até imputar ao Governo o pagamento da conta.

Uma palavra adicional deve ser dita acerca das fontes alternativas. O mapa eólico do Brasil aponta que o Nordeste tem um ciclo de ventos firmes, capazes de impulsionar grandes aerogeradores. Esses ventos firmes têm como característica ocorrerem durante o período seco das bacias do Sudeste e Centro-Oeste, onde se concentra a maior parte das UHE construídas no Brasil. Isso significa que as fontes eólicas do Nordeste têm uma forte complementaridade com a matriz hidroelétrica do SIN. O mesmo ocorre com as fontes a biomassa ligadas à indústria sucroalcooleira. A safra ocorre no fim do período úmido do Sudeste e Centro-Oeste, tornando o bagaço de cana disponível para gerar energia no período seco, e isso dura seis meses, exatamente quando se reinicia o período de chuvas. Portanto, durante o período seco, é possível usar eólicas e biomassa para poupar água. Essa complementaridade tem mostrado uma oportunidade estratégica para o País, pois permite substituir, em grande medida, as caras UTE por fontes renováveis e a preços bastante competitivos em relação às UTE (ver Tabela 2).

Dito isso, deve-se ressaltar que a opção mais barata, para o consumidor, ainda continua sendo a construção de UHE com reservatório, que permitiria retardar a construção de eólicas (até 260% mais caras) e biomassa (até 175% mais caras). Vale lembrar também as UTE continuam sendo necessárias em qualquer cenário, pela

<sup>40</sup> Resolução CNPE nº 8, de 20 de dezembro de 2007.

<sup>41</sup> Estudo do Instituto Acende Brasil afirma que o valor pago é excessivamente alto, pois a energia estava sobrando. Para este ano ainda estão previstos gastos de R\$ 800 milhões, mesmo com baixo risco de racionamento. O estudo reclama da falta de transparência do Governo Federal e revela que nunca se divulgou o quanto a segurança foi melhorada com essa medida extrema. Em nenhum momento isso ficou claro. Estudos posteriores do Instituto mostram que, na realidade, não houve melhora da segurança: o consumidor teria pago a conta à toa. [http://www.acendebrazil.com.br/archives/files/20090623\\_Setorial.pdf](http://www.acendebrazil.com.br/archives/files/20090623_Setorial.pdf), acessado em 30/06/2009.

sua característica de controlabilidade (gerar a qualquer momento que for necessário), imprescindíveis para garantir a segurança energética numa matriz cujo predomínio é de fontes que não conseguem gerar a totalidade da carga a qualquer momento.

Em face da situação descrita, e das reclamações quanto aos aumentos na conta de luz, apresenta-se a terceira sugestão: *deve-se apoiar a construção de UHE com reservatório, pois essa é a fonte de geração e de armazenamento de energia mais baratos que existe. Paralelamente, devem-se apoiar também as justas compensações socioambientais pelos danos decorrentes da construção das UHE. A plena execução dos potenciais hidráulicos brasileiros terá impacto benéfico duradouro sobre a modicidade tarifária. E reciprocamente: se o potencial hidráulico remanescente não for realizado, a conta de luz sofrerá impacto crescente devido à construção de caras UTE.*

E, a quarta sugestão: *é importante que o Governo Federal dê prévio prognóstico sobre os reais impactos das decisões que provoquem aumento nas tarifas de energia elétrica.*

#### 5.4. Argumentos Favoráveis e Contrários às Hidroelétricas<sup>42</sup>

A questão da construção de barragens é tema suficientemente controverso para justificar uma digressão sobre os principais argumentos fa-

voráveis e contrários à sua implantação. Até aqui, procurou-se mostrar que, do ponto de vista do setor elétrico, as UHE são fundamentais para a manutenção das tarifas em patamares competitivos. Há também outras vantagens ainda não enumeradas. Por outro lado, restam as questões socioambientais, que vêm, na verdade, pautando as discussões, relegando a um segundo plano os argumentos técnicos do setor elétrico favoráveis a elas.

Na verdade, há boas razões para a exploração dos potenciais hidráulicos remanescentes no Brasil:

- Enorme importância dessa fonte de geração para o sistema brasileiro de energia elétrica, por permitir armazenar energia sob a forma de água nos reservatórios, e usá-los no período seco;
- É fonte renovável;
- É a mais barata dentre todas as opções de geração e armazenamento de energia;
- Permite a regulação de vazões e o controle de enchentes;
- Alavanca a produção de alimentos e a pesca;
- Alavanca o turismo;
- Pode viabilizar o transporte hidroviário;
- Viabiliza o saneamento das cidades próximas.

<sup>42</sup> Item baseado da Nota Informativa nº 3.129, de 2009, de autoria do Consultor Legislativo Ivan Dutra Faria.

Os potenciais hidráulicos são um patrimônio cuja relação benefício/custo é altíssima para o País. O Brasil domina o ciclo de construção de hidroelétricas, mas tem que importar os caros equipamentos de termoelétricas - sejam as convencionais, sejam as termonucleares - e de eólicas.

Não se deve esquecer que os países desenvolvidos aquinhoados com potenciais de energia hidráulica já aproveitaram totalmente os seus potenciais e, agora que não dispõem de energia barata, lutam para manter sua energia a preços competitivos, mediante subsídios indiretos e outros incentivos, como manter o preço das suas usinas depreciadas em valores bem abaixo do custo marginal de expansão. É interessante para esses que seus concorrentes globais não tenham energia barata disponível.

Nenhum defensor de hidroelétrica nega a existência de impactos ambientais negativos associados à sua construção. Eles existem e podem ser de grande significância, abrangência e magnitude. Dentre eles, citam-se o deslocamento de comunidades, a destruição de ecossistemas naturais, a mudança da fauna aquática e a inundação de sítios de grande valor histórico ou antropológico. Mas eles são perfeitamente mitigáveis.

A avaliação desses impactos ambientais, com base nos conhecimentos científicos disponíveis é um necessário desafio a ser enfrentado. Para isso, há mecanismos legais e infralegais consolidados, que permitem compensações de natureza financeira e

ambiental pela construção das hidroelétricas.

Deve-se destacar que mesmo impactos negativos podem se transformar em verdadeiro benefício para as populações afetadas. Exemplo disso é a realocação de comunidades ribeirinhas, carentes, submetidas muitas vezes a condições de vida degradantes, e que são transferidas para novos bairros, com condições dignas, em decorrência de medidas compensatórias previstas na legislação. O empreendedor do setor elétrico adquiriu, ao longo do tempo, uma enorme consciência ambiental, e é o primeiro a propor medidas mitigadoras e compensatórias aos impactos antrópicos.

Entretanto, o que se vê no processo de licenciamento ambiental de hidroelétricas é a recusa dogmática dos opositores desses empreendimentos em aceitar qualquer ação mitigadora dos impactos ambientais. Na sustentação dessa recusa, apresentam argumentos de consistência científica duvidosa. Pior, apesar de a maioria dos argumentos empíricos contrários às hidroelétricas já terem sido desmentidos pelos fatos e por estudos científicos consistentes, eles continuam a ser repetidos à exaustão, dando-lhes uma aura de verdade, perante a opinião pública, que os torna virtualmente imunes a questionamento.

A Tabela 3, a seguir, mostra uma síntese desses argumentos e por que eles são inconsistentes. Nela há exemplos concretos de empreendimentos distantes entre si, no tempo, mas que tiveram que conviver com forte oposi-

TABELA 3 – ARGUMENTOS CONTRÁRIOS ÀS HIDROELÉTRICAS E SUAS INCONSISTÊNCIAS

ARGUMENTOS CONTRÁRIOS ÀS HIDROELÉTRICAS	INCONSISTÊNCIAS DESSES ARGUMENTOS
<p>Quando o Lago Paranoá (UHE Paranoá) estava para ser implantado, na década de 1950, os ambientalistas da época afirmavam que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A água retida infiltraria pela terra;</li> <li>• Não haveria chuva suficiente para encher o reservatório;</li> <li>• Os peixes não sobreviveriam no reservatório por conta da baixa qualidade da água.</li> </ul>	<p>Os fatos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• O lago manteve seu nível dentro dos limites previstos;</li> <li>• Tem fauna própria e os peixes proliferam no lago;</li> <li>• Integra a vida da Capital Federal, com usos múltiplos a garante energia de emergência na Praça dos Três Poderes.</li> </ul>
<p>Em relação à UHE Tucuruí, desde sua construção, os ambientalistas sustentam que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Os empreendedores não desmataram a área inundada pelo reservatório;</li> <li>• A inundação faria a vegetação nativa apodrecer e resultar na emissão de toneladas de gases de efeito estufa;</li> <li>• Os troncos submersos prejudicariam a navegação;</li> <li>• As árvores apodrecidas acidificariam a água e danificariam as turbinas;</li> <li>• O acelerado represamento do rio acarretaria uma catástrofe sem precedentes sobre a economia e o meio ambiente locais;</li> <li>• Tucuruí seria uma fábrica de metano, um dos mais agressivos gases de efeito estufa;</li> </ul> <p>A barragem de Tucuruí provocaria a salinização das fontes de água potável de Belém;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Os peixes morreriam.</li> </ul>	<p>Os fatos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A vegetação não apodreceu. Ao contrário, as madeiras adquiriram características físico-químicas melhores, aprimorando sua qualidade e valor comercial;</li> <li>• A Eletronorte, concessionária de Tucuruí, iniciou programa de exploração da floresta submersa, incrementando atividades extrativistas locais. Isso diminuiu a pressão sobre as florestas que seriam utilizadas para a retirada da madeira com valor comercial, em quantidade equivalente;</li> <li>• Tucuruí aguarda apenas a construção das eclusas para iniciar navegação fluvial;</li> <li>• As águas não sofreram acidificação, e as turbinas não sofreram qualquer dano, após vinte e cinco anos de funcionamento ininterrupto;</li> <li>• Tucuruí não provocou salinização das fontes de água potável de Belém;</li> <li>• Os seguranças da usina, ainda hoje, afastam incautos pescadores que arriscam suas vidas no remanso da casa de força em busca de cardumes abundantes.</li> <li>• A vegetação submersa transformou-se em refúgio para a ictiofauna do reservatório, criando condições para o aumento da população de peixes.</li> <li>• Não houve catástrofe, nem ambiental nem social; Tucuruí trouxe renda para os municípios afetados pela represa, com pagamento de compensações financeiras;</li> <li>• O Projeto Balanço de Carbono nos Reservatórios, desenvolvido durante vários anos por Furnas Centrais Elétricas mostrou que os lagos formados por hidroelétricas “jovens” (com até 10 anos de operação) pouco contribuem para o efeito estufa. A emissão é cem vezes menor que a de uma termelétrica de igual potência. O gás metano é uma parcela pequena dessa emissão. E os reservatórios mais antigos funcionam como verdadeiros sumidouros de carbono.</li> </ul>

ARGUMENTOS CONTRÁRIOS ÀS HIDROELÉTRICAS	INCONSISTÊNCIAS DESSES ARGUMENTOS
<p>Em 07/09/2004, o jornalista Larry Rohter, correspondente do Jornal <b>The New York Times</b>, assina matéria reafirmando todos os argumentos catastrofistas da época da construção de Tucuruí, escrevendo, entre outras coisas, que a inundação de vegetação em Tucuruí provocou impactos ambientais permanentes e irreversíveis, a saber:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Árvores submersas emitem gases, acidificam a água e danificam turbinas;</li> <li>• A Eletronorte ordenou a suspensão do corte de árvores submersas;</li> <li>• Tucuruí é uma fábrica de metano;</li> <li>• Tucuruí é uma história de um erro, e o Governo brasileiro planeja construir mais 70 projetos de hidroelétricas na Amazônia.</li> </ul>	<p>Os fatos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• O jornalista ressuscita velhos argumentos já desmentidos pelos (até então) 20 anos de experiência de Tucuruí;</li> <li>• A Eletronorte só suspendeu a remoção das árvores submersas a pedido da Secretaria de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente do Estado do Pará (SECTAM), por colocar em risco a atividade pesqueira de cerca de 10 mil pescadores da região, porque as árvores tornaram-se habitat profícuo para a ictiofauna;</li> <li>• Segue a campanha internacional contra a construção de hidroelétricas na Amazônia, apesar dos fatos desmentirem as afirmações.</li> </ul>
<p>Em relação a Usina de Belo Monte, a ser licitada possivelmente este ano, observam-se:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Um recrudescimento de conflitos socioambientais em torno da sua construção;</li> <li>• Posições radicais, opiniões exacerbadas, tensões, ameaças físicas aos defensores da hidroelétrica;</li> <li>• Judicialização do conflito ao longo do licenciamento ambiental.</li> <li>• Defesa do Princípio da Precaução: sempre que uma atividade represente risco de danos ao meio ambiente ou à saúde humana, ela deve ser evitada.</li> </ul>	<p>Opinião dos defensores da Usina:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Esses conflitos têm raízes em convicções pré-estabelecidas sobre os impactos socioambientais;</li> <li>• Os embates são de cunho estritamente político-ideológico, muitas vezes de caráter político-partidário, passando ao largo do debate científico da questão;</li> <li>• A região de Altamira, onde se localiza o potencial hidráulico, acumula uma longa história de embates envolvendo índios, madeireiros, latifundiários, grileiros, pequenos agricultores, um grande e explosivo caldeirão político, econômico, ambiental e social, no qual a hidroelétrica é apenas mais um elemento;</li> <li>• Os opositores de Belo Monte continuam divulgando informações não validadas por mecanismos científicos confiáveis, usando o inexistente “desastre” ambiental de Tucuruí como exemplo. Entre os detratores de Belo Monte, há uma combinação nefasta da falta de embasamento científico dos argumentos levantados e com a negação de se aprender com a experiência bem-sucedida de outros empreendimentos.</li> <li>• O Princípio da Precaução é um pressuposto justo, e deve ser considerado em qualquer questão ambiental. Entretanto, esse Princípio estabelece que, mesmo se algumas relações de causa e efeito não puderem ser plenamente estabelecidas pela ciência, essas medidas devem ser tomadas. Mas o que tem ocorrido, é que esse Princípio tem sido utilizado de forma não científica, como moeda de troca ou fator de pressão no jogo de interesses que compõe o conflito socioambiental. Levado ao limite, o Princípio da Precaução em sido distorcido para justificar a negativa de implantação de empreendimentos estratégicos para o País.</li> </ul>

ção durante sua construção e mesmo após.

Outro argumento costumeiramente desfraldado para combater a idéia de construção de hidroelétricas na Amazônia, é o impacto desses empreendimentos sobre os índices de desmatamento da floresta. A Amazônia é um patrimônio inestimável para os brasileiros e para o mundo, e sua preservação é vivamente apoiada por toda a sociedade. Os que defendem a construção de hidroelétricas na Amazônia também se unem a esse apoio.

No Brasil, o desmatamento está intimamente vinculado ao aquecimento global, em razão das queimadas e do corte de vegetação que captura CO<sub>2</sub>. A preocupação com o desmatamento desse patrimônio mundial é legítima e deve mesmo ser objeto de criteriosa análise. O que não é legítimo nem cientificamente consistente é acusar as hidroelétricas de causarem desmatamento do bioma amazônico. As emissões brasileiras decorrentes do desmatamento respondem por mais de 80% do total; o setor elétrico responde por apenas 1,5%.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética, apenas 0,22% do bioma amazônico é ocupado por usinas hidroelétricas existentes; e, no futuro, não mais do que 0,03% do bioma será inundado. Portanto, associar hidroelétricas a desmatamento e ao efeito estufa é, no mínimo, sinal de desconhecimento dos fatos.

### 5.5. Considerações Finais sobre o Segmento de Geração

Antes de seguir adiante, chama-se a atenção para dois eventos que poderão impactar diretamente a conta de luz nos próximos anos:

- A energia velha foi contratada por oito anos, a partir de dezembro de 2004, num montante aproximado de 9.000 MW, para atender exclusivamente o mercado cativo. Logo, em dezembro de 2012, ela estará descontratada. Dependendo do processo de recontratação dessa energia (hoje na faixa de R\$ 81,70/MWh, conforme mostra Tabela 4 abaixo), pode haver uma pressão forte sobre as tarifas.

TABELA 4 – PREÇO MÉDIO DA ENERGIA VELHA EM AGOSTO DE 2009

Produto	Data-base	R\$ / MWh	Valor em AGO/09	Montante por ano (MWh)
1º leilão 2005 (por 8 anos)	jan.05	57,51	71,30	79.313.040
1º leilão 2006 (por 8 anos)	jan.05	67,33	83,48	59.410.320
1º leilão 2007 (por 8 anos)	jan.05	75,46	93,56	10.266.720
2º leilão 2008 (por 8 anos)	abr.05	83,13	100,38	11.607.000
3º leilão 2006 (por 3 anos)	out.05	62,95	já encerrado em 2008	
4º leilão 2009 (por 8 anos)	out.05	94,91	112,35	10.221.156
5º leilão 2007 (por 8 anos)	dez.06	104,74	119,13	1.788.264
				172.606.500
Preço médio ago/09			81,70	

- Várias concessões estão vencendo nos próximos anos, com ênfase no ano de 2015 (ver Anexo 6). A solução para esse evento tanto pode ser a prorrogação da concessão para os atuais concessionários como a licitação da concessão para outro interessado. Esse evento também pode implicar pressão sobre as tarifas.
- Várias concessionárias vêm no descasamento entre a recontração da energia velha e o vencimento das suas concessões de geração um risco que não querem correr: como firmar contratos de longo prazo com energia velha, apenas três anos antes do vencimento de suas concessões, se elas não têm certeza de que terão as concessões prorrogadas? Essa foi a razão do insucesso do leilão de venda da CESP, pelo Governo de São Paulo. Esses dois eventos serão discutidos mais adiante.

Em relação à energia velha, observa-se que a Lei nº 10.848, de 2004, obriga as concessionárias de distribuição a comprarem no ACR mediante leilão, mas as concessionárias de geração não têm a mesma obrigação. Para estas, a liberdade de vender tanto no ACR quanto no ACL é bom, pois cria uma oportunidade de maximizar suas receitas com a venda da energia. Quando da descontração da energia velha, seria bom para geradores e consumidores livres que ela vá para o ACL, pois, nesse ambiente, a energia já está sendo contratada ao custo marginal de expansão, na faixa de R\$ 130/MWh. Entretanto, para o consumidor cativo, essa liberdade pode ser

péssima, pois cria um foco de pressão altista na conta de luz.

## 6. SEGMENTO DE TRANSMISSÃO

A transmissão é um segmento importante na operação do SIN. A existência de uma rede de linhas de transmissão é garantia de transferência de energia de um ponto a outro do Sistema. É a rede de transmissão que permite a otimização hidrotérmica. A parte da rede que interessa a todos os usuários do SIN denomina-se “rede básica”. É constituída por linhas de transmissão, transformadores, reatores, subestações, e outros equipamentos de interesse comum.

Desde a década de 1990, com a reestruturação do setor elétrico, as linhas de transmissão têm sido outorgadas mediante leilão. O vencedor é aquele que aceita receber a menor receita pela prestação do serviço. A soma de todas as receitas a serem auferidas pelos agentes de transmissão, rateada pelos consumidores, tem o nome de “TUST” (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão). Essa é uma modalidade licitatória de sucesso. Não há leilões desertos, e tem havido uma redução da receita vencedora, em relação à receita máxima permitida pelo Poder Concedente. O sucesso desse modelo de licitação levou à sua adoção também para a licitação de energia.

Desde a reestruturação, a TUST vem crescendo paulatinamente. A TUST, inicialmente, correspondia a cerca de 5% da soma dos três segmentos (G, T

e D). Atualmente, ela participa com 9,05%. Há questionamentos quanto à necessidade de se licitarem tantas linhas de transmissão. De um lado, a construção continuada de linhas de transmissão aumenta a confiabilidade do sistema elétrico, evitando-se “apagões”. De outro lado, há agentes reclamando que a EPE tem recomendado contratar mais linhas de transmissão do que o necessário para a confiabilidade. Os sinais estão aparecendo no nível de energia que circula na rede de transmissão, em alguns casos, não mais do que 30% do que a linha pode transportar, e nas linhas que precisam ser desligadas na madrugada para evitar dificuldades operacionais.

Outra questão a ser observada é quanto às opções estudadas, disponíveis para irem a leilão. Recentemente, a mídia noticiou uma luta vã de entidades representativas da sociedade de Rondônia pela opção em corrente alternada no sistema de transmissão que levará energia do Complexo de Rio Madeira (em Rondônia) até o Sudeste. No Congresso Nacional, representantes de Rondônia abraçaram a causa, posicionando-se contrariamente à opção em corrente contínua. Essa luta era do interesse de todos os consumidores do País. Segundo os críticos rondonienses, a tecnologia de transmissão corrente contínua (CC) é mais cara, importada, pouco usada no mundo, gera muitos empregos no exterior e poucos no País, e não permite atendimento intermediário a comunidades próximas do sistema de transmissão. Apesar disso, foi a única opção apresentada pela EPE.

A tecnologia de corrente alternada (CA), totalmente dominada no País, com vários fabricantes disponíveis no mercado, garantidora de empregos no País, foi preterida.<sup>43</sup>

O lance vencedor do leilão implicará investimentos de R\$ 7,2 bilhões na tecnologia CC. Segundo o engenheiro José Ezequiel Ramos<sup>44</sup>, do Sindicato dos Engenheiros de Rondônia, uma comparação justa entre as alternativas CA e CC mostra que a alternativa CA teria sido “20% mais barata”. Isso corresponderia a uma redução nos investimentos da ordem R\$ 1,5 bilhão. Mas o MME e a EPE afirmam que a opção CC é a mais barata.

Pode até ser que, se a alternativa CA estivesse presente no leilão, ela não fosse a vencedora. Mas, sua participação certamente teria aumentado a concorrência, e provocado uma redução nos preços. O consumidor tem o direito de ver a concorrência maxi-

<sup>43</sup> Em carta aberta à sociedade, em novembro de 2008, logo após o leilão para a contratação do serviço de transmissão que interligará o Complexo de Rio Madeira ao Sudeste, o ‘Fórum LTCA (Linha de Transmissão em Corrente Alternada) Já!’, constituído por entidades representativas de profissionais de Rondônia, assim se manifestou: “Num empreendimento desse porte ... os fundamentos básicos da boa engenharia mandam que todo estudo seja iniciado e detalhado com uma alternativa em Corrente Alternada – CA, que é a forma de transmissão usual. E isso, definitivamente, não foi feito pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE. A EPE estudou e detalhou a alternativa de transmissão em Corrente Contínua - CC. As demais alternativas, uma chamada de Híbrida – HB (parte corrente contínua e parte corrente alternada) e outra chamada Corrente Alternada pura - CA, foram relegadas a análises superficiais pelo órgão de planejamento. Nesse contexto, as empresas participantes do leilão não apresentaram lance para um dos lotes da alternativa híbrida. Aproveitou-se de uma falha nos mecanismos do leilão para se tirar proveito comercial de um baixo deságio e dividiu-se entre os interessados os lotes da alternativa em corrente contínua”.

<sup>44</sup> Entrevista ao “Jornal do Engenheiro” no 129, de fevereiro de 2009, publicado pelo Sindicato dos Engenheiros no Estado do Rio de Janeiro (SENGE-RJ).

mizada, como forma de controle das margens de lucros dos empreendedores, sejam eles estatais ou privados. Nesse aspecto, o MME e a EPE, que tiveram atuação proativa nos leilões das usinas de Rio Madeira, não tiveram a mesma postura em relação ao sistema de transmissão associado.

A discussão, sob o prisma do consumidor, quanto à maior ou menor conveniência da alternativa CC no Complexo de Rio Madeira, é extemporânea, pois a decisão já foi tomada. Entretanto, a lembrança dessa questão serve para chamar a atenção do consumidor para o seguinte ponto: decisões de hoje, se tomadas sem a devida profundidade, poderão pressionar as tarifas futuras mais do que o necessário. O consumidor tem a chance de questionar o Plano Decenal de Expansão (PDE), que é uma publicação anual da EPE. Entre janeiro e fevereiro de cada ano, esse Plano é publicado em sua página eletrônica e na do MME, para a colheita de sugestões e comentários.

Por isso, é importante o consumidor ser um ativo participante nos estudos que a EPE está fazendo. Por exemplo, o (PDE) 2008-2017<sup>45</sup> prevê a adição de mais 7.000 km de linhas CC, além do trecho recém-licitado. Será que a EPE fez estudos de alternativa CA a essa previsão?

A EPE tem um papel relevante para o bom funcionamento do setor elétrico brasileiro. É a entidade responsável, dentre outras competências, pelo

planejamento do setor de energia. É fato largamente aceito que os maiores ganhos em projetos são obtidos na fase de planejamento. Por isso, é fundamental investir tempo e dinheiro em estudos de planejamento, pois esses investimentos costumam ter custos irrisórios em face dos enormes ganhos obtidos com uma opção bem escolhida.

Concluindo sobre a TUST, apesar de essa tarifa representar uma parcela menor no custo do serviço, o consumidor deve questionar o seu valor.

*Quinta sugestão: os interessados em ter uma conta de luz módica devem analisar detidamente o Plano Decenal de Expansão (PDE) preparado pela EPE, verificando, em relação às linhas de transmissão, se o Plano está garantindo um nível razoável (mas não excessivo) de confiabilidade do sistema, e se as opções escolhidas estão suficientemente estudadas.*

## 7. SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

O funcionamento do segmento de distribuição será detalhado a seguir. Normalmente, é impopular defender o ponto de vista das concessionárias de distribuição, vistas como as vilãs das altas tarifas. Os próximos itens pretendem abordar o assunto de forma neutra, para que o leitor possa analisá-lo também da mesma forma. Serão mostrados os limites de responsabilidade das concessionárias de distribuição e os da Aneel nos aumentos da conta de luz. Para alcançar esse intento, retomar-se-á um pouco

<sup>45</sup> Disponível em [http://www.epe.gov.br/PDEE/20081223\\_9c.pdf](http://www.epe.gov.br/PDEE/20081223_9c.pdf), acessado em 30/06/2009.

da história recente do setor elétrico. Esse segmento atende, essencialmente, os consumidores cativos.

### 7.1. A Regulação e a Estrutura Tarifária

As mudanças introduzidas pela Lei nº 8.631, de 1993, (desequalização tarifária e regulação pelo preço) produziram efeitos em pouco tempo. A Portaria MF nº 267, de 1995, aumentou a conta de luz dos consumidores residenciais, mediante a retirada simples de descontos em cascata. O reverso dessa moeda foi a recuperação das receitas das distribuidoras.

Deve-se lembrar que as empresas tinham suas tarifas achatadas, e os consumidores não pagavam uma tarifa justa. Conceitualmente, uma tarifa justa é o valor suficiente para assegurar o pagamento dos custos operacionais eficientes da concessionária, a remuneração adequada dos investimentos necessários à expansão da rede, e a boa qualidade do atendimento. As palavras-chave de uma tarifa justa são, por um lado, a *eficiência na prestação dos serviços* e, por outro lado a *eficiência na regulação*, que garante uma tarifa módica - menor tarifa possível, sem ser baixa.

Uma tarifa é considerada baixa quando é insuficiente para sustentar o serviço, ainda que prestado com eficiência. Com o tempo, uma tarifa baixa inevitavelmente levará o consumidor a ficar insatisfeito, pois inviabiliza investimentos na rede. A deterioração da qualidade do serviço, nesse caso, pode

não ser imediata, mas é inexorável. Que o digam, por exemplo, os consumidores da Light e da Cerj no início de 1998, logo após a privatização, quando ainda não houvera tempo para os novos investimentos melhorarem a qualidade do serviço, extremamente deteriorada após vários anos de insuficiência tarifária e de gestão ineficiente.

A aplicação da citada Portaria criou condições para a recuperação do equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor elétrico. A partir de 1995, o Governo Federal e vários Governos Estaduais iniciaram o processo de privatização das concessionárias de distribuição sob seu controle acionário. Todas as concessionárias do País, inclusive as que não foram privatizadas, assinaram, em curto período, os contratos de concessão, para atender o disposto na Lei de Concessões. Os contratos foram assinados pela União com o reconhecimento dos acionistas de que a concessão se encontrava em equilíbrio econômico-financeiro no momento de sua assinatura. Essa Lei garante também às concessionárias a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro (EEF) do contrato ao longo do tempo. Os contratos de concessão também garantem o direito das concessionárias ao EEF, explicitando a garantia de repasse, para as tarifas, da variação de quaisquer tributos ou custos que não são gerenciáveis por elas.

Até 1995, em função da equalização, todas as concessionárias do País ainda tinham tarifas iguais por classe de consumo. A partir de então as tarifas de cada concessionária evoluíram de

forma distinta, criando o que se está denominando *assimetria tarifária*: há um distanciamento entre as tarifas de uma mesma classe de consumo de diferentes estados<sup>46</sup>. O Anexo 4 apresenta as tarifas da classe residencial B1 de cada uma das concessionárias do País, em ordem crescente de valor<sup>47</sup>, excluídos os tributos.

A nova regulação introduzida pela Lei nº 8.631, de 1993, tem como base o incentivo à eficiência. A gestão das concessionárias não sofre ingerência do Poder Concedente. Todos os ganhos de eficiência na gestão são temporariamente absorvidos pela empresa: durante um período, a parcela da tarifa que remunera a distribuidora se mantém, de forma que, se a concessionária conseguir reduzir os seus custos,

aumentará seus lucros. Os contratos prevêem dois processos de alteração tarifária: *reajuste* anual para recuperar as perdas inflacionárias na sua receita ou alterações supervenientes no equilíbrio econômico-financeiro, e *revisão* periódica, para que os ganhos de eficiência sejam repartidos com o consumidor. O período entre revisões varia de três anos (ex. Escelsa) a cinco anos (ex. Light), mas a grande maioria das concessionárias passa por uma revisão a cada quatro anos. No ano em que há revisão periódica, não há reajuste anual. A seguir, detalham-se os dois processos<sup>48</sup>.

## 7.2. Reajuste Anual

O contrato de concessão garante à concessionária que ela só responda pelos custos que ela gerencia. Os que ela não gerencia, o consumidor deve ressarcir-la, via tarifa, sempre que eles aumentarem; reciprocamente a concessionária ressarcirá o consumidor se esses custos forem reduzidos ao longo do ano<sup>49</sup>. Por exemplo, se o Congresso Nacional aumenta um tributo ou encargo que incide sobre a tarifa, ela será reajustada no montante necessário para a concessionária fazer frente ao aumento de custo; por outro lado, se o tributo ou encargo diminuir, a tarifa terá que ser reduzida na mesma medida. O mesmo vale para a criação ou extinção de encargos e

<sup>46</sup> Muitos técnicos do setor consideram a assimetria tarifária um problema grave a ser corrigido. Deve-se ponderar, contudo, que a assimetria tarifária apenas reflete diferenças nas vantagens comparativas, e não há por que eliminá-las. Não há sentido, por exemplo, de uma fábrica de alumínio, eletrointensiva, instalar-se em um estado onde o custo da energia é comparativamente alto. Nem é sensato nivelar os custos artificialmente. Não se deve fazer política regional com preços de energia. Se o governo entende que determinado setor merece ser subsidiado, então que o faça diretamente, por exemplo, via fundos constitucionais, e não via tarifas de energia. Suponha que o Governo queira incentivar indústrias no Nordeste, onde o preço da energia não é o menor. Nesse caso, é mais eficiente aplicar uma política regional de incentivos diferenciados às indústrias em geral, mantendo a estrutura tarifária vigente, de forma que, naturalmente, irão instalar-se no Nordeste as indústrias menos intensivas em energia. Quanto aos consumidores, o correto é olhar somente para renda: não é razoável o consumidor de classe baixa do Sul subsidiar a conta de luz do consumidor de classe alta do Norte e Nordeste. E aí, mais uma vez, subsídios a uma classe de tensão devem vir diretamente do contribuinte, e não de outros consumidores.

<sup>47</sup> Disponível em "Tarifas residenciais" no link <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=91&idPerfil=2>, acessado em 25/05/2009. Destaca-se as empresas CELG e CEA, em atendimento ao art. 10 da Lei nº 8.631, de 1993, não têm podido aplicar reajustes ou revisões tarifárias aos seus consumidores, por estarem inadimplentes com suas obrigações financeiras com o setor elétrico. Tão logo honrem seus compromissos, poderão aplicar os reajustes e revisões já autorizados, vedados efeitos retroativos.

<sup>48</sup> Perguntas e Respostas sobre Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica – disponível no endereço <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=623>, acessado em 20 de maio de 2009.

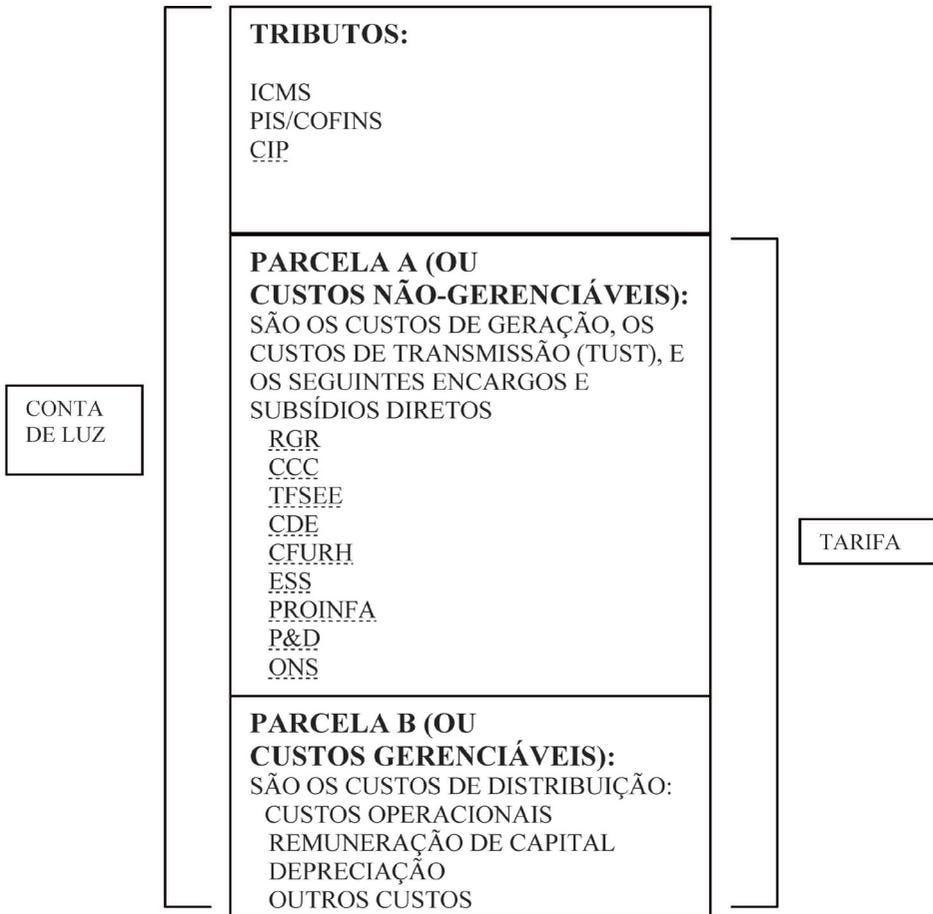
<sup>49</sup> A Lei do Plano Real impede que alterações de custos – para mais ou para menos – sejam repassadas para tarifas públicas em intervalo inferior a 12 meses.

subsídios. Esses custos denominam-se *custos não-gerenciáveis*.

Por outro lado, há os custos cujo controle está nas mãos dos administradores da concessionária, tais como custos operacionais (pessoal, material, operação, manutenção), remuneração do capital e reposição de ativos. Esses custos denominam-se *custos gerenciáveis*.

A tarifa é a soma dos custos, gerenciáveis e não-gerenciáveis, incorridos por todos os componentes da indústria da eletricidade: geração, transporte (transmissão e distribuição) e comercialização da energia elétrica, mais os encargos e os subsídios. Os tributos ICMS, PIS/COFINS e CIP não fazem parte da tarifa e são acrescentados a ela apenas na conta de luz. A Figura 1 a seguir mostra esquematicamente

FIGURA 1 – PARCELAS CONSTITUINTES DA CONTA DE LUZ



a estrutura pormenorizada da conta de luz<sup>50</sup>.

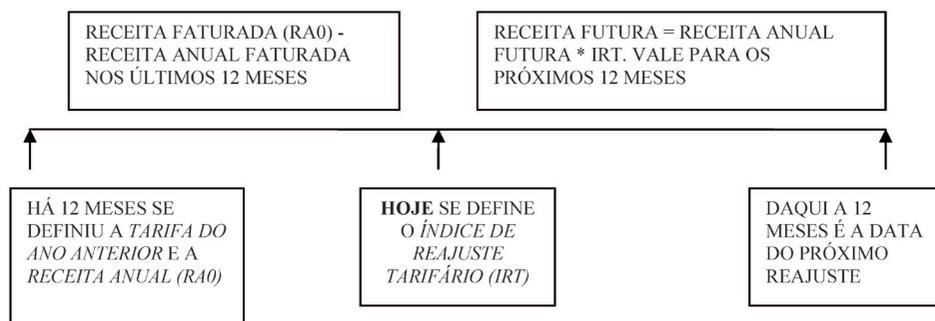
O reajuste tarifário anual das concessionárias de distribuição trata esses custos diferentemente:

- Tributos e Parcela A: as oscilações nesses custos ocorridos entre duas datas de aniversário do contrato de concessão<sup>51</sup>, para mais ou para menos, são repassadas integralmente para a tarifa.
- Parcela B: essa parcela, na data de aniversário do contrato de concessão, sofre um reajuste com base no Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) acumulado nos doze meses anteriores. A escolha do IGP-M pelo Governo Federal tem razões históricas: na época da privatização, a es-

vesse participantes nos leilões, dado que na década de 1990, o risco-país era alto, e os investidores preferiam um índice que fosse mais aderente ao dólar, no caso, o IGP-M.

O reajuste anual de cada concessionária segue um procedimento-padrão previsto nos contratos de concessão. A metodologia baseia-se nas definições e nas fórmulas seguintes. Suponha que **hoje** seja a data de aniversário do contrato de uma concessionária. O entendimento da metodologia pressupõe que se olhe para antes e para depois da data de hoje, conforme mostrado no esquema de linha de tempo abaixo, seguida das definições dos termos utilizados:

- Índice de Reajuste Tarifário (IRT) – índice que será aplicado nas tarifas



colha desse índice, e não do IPC, foi condição *sine qua non* para que hou-

do ano anterior e que definirá o nível tarifário durante os doze meses que sucederem o aniversário do contrato.

- Receita Faturada (RA0) – É a receita auferida pela concessionária ao longo dos doze meses que sucederam o aniversário (do contrato) do ano anterior.

<sup>50</sup> As concessionárias são obrigadas a divulgar na conta de luz quanto o consumidor está pagando pela energia, pelo serviço de transmissão, pelo serviço de distribuição, pelos encargos setoriais e pelos tributos (Resolução Aneel no 166, de 2005).

<sup>51</sup> Cada concessionária assinou o contrato de concessão numa data diferente (ver Anexo 4). Nessas datas, ocorre o aniversário do contrato, quando cada concessionária tem direito ao reajuste anual. Salvo casos excepcionais definidos conjuntamente pelo Ministério da Fazenda e pelo Ministério de Minas e Energia, a Lei do Plano Real impede o reajuste com periodicidade inferior a um ano.

- Receita Futura (RA1) – É a receita estimada que a concessionária deverá receber ao longo dos próximos doze meses que sucedem a data de aniversário (do contrato) do ano atual.

O IRT é calculado pelos seguintes passos:

- 1) Calcula-se a Parcela B do ano anterior com base no faturamento efetivamente realizado pela concessionária:

$$\text{PARCELA B}_{(\text{ANO } 0)} = \text{RA0} - \text{PARCELA A}_{(\text{ANO } 0)}$$

- 2) Atualiza-se os custos gerenciáveis (Parcela B  $_{(\text{ANO } 1)}$ ) para a data de HOJE:

$$\text{PARCELA B}_{(\text{ANO } 1)} = (1 + \text{IGP-M}) * \text{PARCELA B}_{(\text{ANO } 0)}$$

- 3) Somam-se os custos não-gerenciáveis (PARCELA A  $_{(\text{ANO } 1)}$ ) e gerenciáveis na data de HOJE resultando na Receita Futura (RA1):

$$\text{RA1} = \text{PARCELA A}_{(\text{ANO } 1)} + \text{PARCELA B}_{(\text{ANO } 1)}$$

- 4) O IRT pode ser então calculado:

$$\text{IRT} = \text{RA1} / \text{RA0}$$

Obviamente, se a parcela A tiver oscilações muito grandes de um ano para o outro, o IRT pode ser muito maior do que a inflação. Isso ocorreu, por exemplo, após a crise de câmbio de 1999. Dado que os preços da energia de Itaipu e dos combustíveis fósseis estão atrelados ao câmbio, houve um impacto enorme sobre os custos não-gerenciáveis (parcela A) e isso levou as tarifas a subirem bem mais do que a inflação. Mas já ocorreu o contrário

também, quando a parcela A praticamente não oscilou, e as tarifas subiram menos do que a inflação.

Ainda que, em cada reajuste, as concessionárias se apropriem de eventuais ganhos de eficiência financeira em decorrência da redução de custos, em contrapartida, elas são obrigadas pela Aneel a aumentarem a eficiência operacional, seguindo uma tendência de melhoria dos índices de qualidade dos serviços, sob pena de serem multadas em até 1% do seu faturamento. Os índices de qualidade constam da conta de luz de todos os consumidores<sup>52</sup>.

### 7.3. Revisão Periódica

Esse é um dos momentos mais importantes do sistema de regulação pelo preço adotado no Brasil, pois é quando a Agência Reguladora captura os ganhos de eficiência obtidos no passado e o aumento futuro de escala do seu mercado, previstos para o período compreendido entre duas revisões periódicas, e os compartilha com o consumidor. A regulação pelo preço está prevista na Lei de Concessões (art. 23, IV).

Na revisão, a Parcela A é tratada da mesma forma que no reajuste, mas a

<sup>52</sup> As concessionárias são obrigadas a informar ao consumidor, na sua conta de luz, os seguintes índices de qualidade, bem como os valores máximos admitidos (Resolução Aneel nº 24, de 2000):

- DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora) – quantas horas a unidade consumidora ficou sem energia no mês;
- FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora) – quantas vezes a unidade consumidora ficou sem energia no mês;
- DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora) – a interrupção que durou mais tempo, em horas.

Parcela B não é reajustada pelo IGP-M. Ela é reposicionada num novo patamar que leva em conta uma completa análise dos custos operacionais incorridos eficientemente e da remuneração do capital investido prudentemente. O consumidor não remunerará o capital investido temerariamente, nem os custos incorridos ineficientemente.

A regulação é uma atividade caracterizada pelo que se conhece por “assimetria de informação”. Uma agência reguladora, por mais que fiscalize uma concessionária, jamais terá o mesmo nível de informação que a própria concessionária. Para fugir da dependência por informações fornecidas pela concessionária, a Aneel criou a metodologia da Empresa de Referência, um modelo que representa uma empresa fictícia, com as mesmas características da concessionária sob revisão. Com isso, as informações do custo real dessa empresa virtual não dependem da concessionária sob revisão. Três itens são analisados:

- Custos operacionais: são aqueles estimados para a concessionária virtual e refletem uma eficiência média do setor;
- Base de Remuneração: é o conjunto dos ativos vinculados à atividade-fim, tais como redes de distribuição e subestações, resultado dos investimentos do acionista na concessão. Esses ativos são remunerados com base no custo de oportunidade<sup>53</sup> do setor de distribuição.

<sup>53</sup> O empreendedor tem várias opções para escolher onde investir seu capital. O *custo de oportunidade* do

- Depreciação: é o valor necessário para a formação dos recursos financeiros que recomporão os ativos vinculados à prestação do serviço. A cota de depreciação é a base de remuneração multiplicada pela taxa de depreciação definida no Plano de Contas do Setor Elétrico.

A soma desses três itens resulta na Parcela B da revisão tarifária. Quando se divide essa soma pelo mercado da concessionária, encontra-se o novo patamar da tarifa que será corrigida pelo IGP-M nos próximos reajustes tarifários.

Trata-se de um modelo que incentiva a eficiência das concessionárias. A empresa de referência simula a prestação do serviço eficiente nas mesmas condições da concessionária, numa competição virtual entre as duas. Se a concessionária for mais eficiente do que a Empresa de Referência, ela (a concessionária) se apropria do ganho até a próxima revisão (quatro anos em média). Por outro lado, se ela for menos eficiente, o consumidor pagará apenas pelo serviço eficiente espelhado pela empresa de referência, e a perda fica com a concessionária.

Cabe aqui um comentário sobre a remuneração dos investimentos da concessionária: é a Base de Remuneração multiplicada pela taxa de retorno, que, aqui é o custo de oportunidade

*capital* representa o valor associado à melhor alternativa *não* escolhida por ele. Ao fazer determinada escolha, ele deixa de lado as demais possibilidades, pois são excludentes. O empreendedor (estatal ou privado) que escolheu investir em distribuição de energia, recusou as outras. Necessariamente, o investidor só permanecerá no segmento de distribuição se o seu capital for remunerado pelo menos ao custo de oportunidade. É razoável que assim seja.

do segmento de distribuição. O ciclo de revisão tarifária é de quatro anos, e, durante esse período, definem-se regras que vigorarão por todo o ciclo. Para este segundo ciclo, as regras foram preliminarmente definidas pela Aneel<sup>54</sup> e submetidas a audiência pública com a participação aberta a todos os interessados<sup>55</sup>. As contribuições foram analisadas e consolidadas mediante nova resolução<sup>56</sup>.

Uma vez reposicionada a tarifa, o processo de revisão continua com o cálculo do chamado Fator X. Trata-se de um redutor no IGP-M, que corrige a parcela B nos futuros processos de reajuste, contribuindo para a modicidade tarifária. Esse Fator é calculado em função de futuros ganhos de escala do mercado da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, além da diferença entre os custos com pessoal, que é reajustado pelo IPC, e o IGP-M. Essa diferença explica por que o Fator X não é constante ao longo do período entre revisões.

Concluído o reposicionamento tarifário e calculado o Fator X, está concluída a revisão tarifária. Os reajustes seguintes à revisão seguirão a seguinte fórmula:

$$\text{RECEITA ANUAL FUTURA} = \text{PARCELA A} + \text{PARCELA B} * (\text{IGPM-FATOR X})$$

<sup>54</sup> Ver Resolução Normativa Aneel nº 234, de 2006.

<sup>55</sup> Ver Ata da Audiência Pública nº 52, de 2007, disponível no sítio: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2007/052/resultado/ata\\_ap\\_052\\_2007\\_final\\_sic\\_internet.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2007/052/resultado/ata_ap_052_2007_final_sic_internet.pdf)

<sup>56</sup> Ver Resolução Normativa Aneel nº 338, de 2008.

## 7.4. Perdas Técnicas e Comerciais e Perdas Irrecuperáveis

As *perdas* são a diferença entre a energia comprada dos geradores e a energia vendida aos consumidores. Elas sempre existirão, porque as redes que transportam e distribuem energia consomem parte da energia sob a forma de calor. São as chamadas *perdas técnicas*. Mas há outro tipo de perda que não é inevitável. São as chamadas *perdas comerciais*, nome dado à energia que é consumida, mas pela qual a concessionária não recebe, normalmente em razão de ligações clandestinas ou fraudes em medidor. Há também as inadimplências, que se tornam perdas irrecuperáveis quando não são pagas.

Nos primórdios da atuação da Aneel, as perdas comerciais e inadimplências eram consideradas gerenciáveis pela concessionária na sua atuação comercial. A Agência fixava um limite acima do qual a concessionária assumia as perdas. Entretanto, as concessionárias contestaram essa decisão, alegando que não se tratava de gestão ineficiente, pois, na maioria dos casos, eram vítimas de duas situações fora de seu controle:

- seus funcionários sofrem ameaças de morte por tentarem desligar ligações clandestinas em regiões onde o Estado está ausente. Segundo as concessionárias, as perdas comerciais dessas regiões são um problema eminentemente social, que foge de sua alçada.

- há perdas consideradas irrecuperáveis, em face das pequenas possibilidades de a concessionária ter sucesso na sua cobrança; elas estão concentradas em órgãos e entidades públicos, tais como prefeituras e câmaras de vereadores, e prestadoras de serviços essenciais. Alegam as concessionárias que sua capacidade de cobrar desses órgãos e entidades é bastante reduzida. Quem já tentou receber um precatório sabe o quanto a legislação protege os entes federativos do pagamento de dívidas. Ademais, cortar energia de um órgão público não é tarefa fácil, mesmo legislação tenha dado esse poder às concessionárias.

Em face dessa ponderação, e com respaldo no Decreto nº 4.562, de 2002, a Aneel decidiu acatar parcialmente a solicitação das concessionárias e aumentar o limite de repasse das perdas comerciais para as tarifas, ao mesmo tempo em que traça uma trajetória de redução anual após cada revisão periódica. Ademais, as perdas irrecuperáveis passaram a ser cobertas pela Parcela B, no limite estabelecido no processo de revisão. Atualmente, a empresa de referência repassa para a Parcela B as perdas irrecuperáveis até os limites de 0,2%, 0,6% ou 0,9%, dependendo das características da área de atuação da concessionária. Mas, a rigor, essas perdas não deveriam ser suportadas pelo consumidor.

Há uma ponderação a fazer quanto vulnerabilidade das concessionárias a essa questão das perdas. Antecipando dados que serão apresentados mais adiante, as contas de luz conso-

lidadas em nível Brasil têm os custos distribuídos na proporção mostrada na Tabela 5 abaixo. Os tributos, especificamente para essa análise, são apresentados “por dentro”, porque a comparação precisa ser feita em relação ao montante total da receita:

TABELA 5  
CUSTOS DAS CONTAS DE LUZ  
CONSOLIDADOS PARA O BRASIL

ITEM	PERCENTUAL DA CONTA DE LUZ
TRIBUTOS	30,12%
PARCELA A	43,06%
PARCELA B	26,82%

É preciso ressaltar que as concessionárias de distribuição arrecadam todos esses itens dos consumidores, mas são meras repassadoras de 73,18% do que arrecadam: elas repassam integralmente os tributos para os fiscos municipal, estadual e federal, e repassam integralmente a Parcela A para os agentes de geração, agentes de transmissão e para os as entidades gestoras dos encargos e subsídios. Elas ficam com os 26,82%, relativos à Parcela B. Se a perda comercial da hipotética concessionária-Brasil da Tabela 5 resultasse numa perda de, por exemplo, 10%, da receita global, após os repasses sobraria para ela 16,82%<sup>57</sup>. De fato, a efetiva receita da concessionária-Brasil teria caído para 62,7% (16,82/26,82) da sua receita autorizada pela Aneel. Não há negócio – regulado ou não – que, mantidos os custos, sobreviva a tamanha perda de receita, sem a devida reposição.

<sup>57</sup> Não são 10% de perdas comerciais, mas 10% de perda de receita decorrente de perdas comerciais. As perdas comerciais não são faturadas e, portanto, não incide sobre elas os tributos. No exemplo, as perdas comerciais seriam maiores do que 10%.

As perdas técnicas, apesar de inevitáveis, também podem ser reduzidas. Os cabos elétricos das redes consomem tanto mais energia quanto mais finos eles forem. Seria razoável, portanto, construir redes com os cabos os mais grossos possíveis. Entretanto, quanto mais grossos, mais caros e mais pesados, encarecendo também a estrutura que os suporta, e, conseqüentemente o investimento inicial. Existem estudos econômicos que trazem a valor presente as perdas (em R\$) e o investimento inicial para várias opções de redes. A comparação entre valores presentes define qual é a opção mais vantajosa.

A questão que se coloca é: se a concessionária repassar todas as perdas para o consumidor, ela não tem incentivo a investir na redução das perdas e o benefício da redução não se realiza. Por isso, a cada revisão, a Aneel também define uma trajetória de redução anual das perdas comerciais, acima da qual a concessionária assume, forçando-a a investir nesse quesito. O consumidor termina por se beneficiar do processo.

A Lei de Concessões garante à concessionária o direito ao equilíbrio econômico-financeiro (EEF) do contrato. Por outro lado, a concessionária não pode esperar o ressarcimento de todas as perdas sob alegação de recuperar o EEF. Pelo contrário, ele deve atuar no sentido de reduzir as perdas comerciais e as perdas irrecuperáveis e minimizar as perdas técnicas.

Em face do exposto, sugerem-se as seguintes iniciativas:

*Sexta sugestão: o consumidor deve ficar de olho nas perdas – técnicas e comerciais – e suas trajetórias, no momento das audiências públicas convocadas para a discussão das revisões periódicas da sua concessionária. Questionar a Aneel quanto à trajetória de queda, e se ela está aderente ao “benchmark” do setor.*

*Sétima sugestão aos agentes públicos preocupados com o custo da energia: que as perdas irrecuperáveis por motivações sociais e as inadimplências de órgãos públicos sejam suportados pelos contribuintes.*

## 7.5. Participação do Consumidor nas Discussões Técnicas

Diferentemente do reajuste tarifário, onde o grau de discricionariedade é praticamente inexistente, a revisão tarifária contém decisões de caráter discricionário, como se depreende do Anexo 3. A Agência Reguladora procura reduzir a discricionariedade, ao basear suas escolhas nas práticas internacionais e adaptá-las à realidade do País. Mesmo assim, a discricionariedade é inevitável.

A revisão tarifária é do interesse direto das concessionárias. Mas, indiretamente, interessa – e muito – o consumidor, pois impacta as tarifas nos quatro anos seguintes. Mas, o que se observa nesse processo é a baixa participação do consumidor. As audiências públicas para a discussão das regras da revisão têm poucos representantes dos consumidores, e

os poucos que delas participam não discutem itens com relevante impacto tarifário, como, por exemplo, o nível de remuneração dos investimentos. Em valores nominais, o capital próprio está sendo remunerado em 16,70% ao ano, percentual que será mantido até a próxima revisão. Certamente, há espaço para se reduzir essa remuneração sem imputar perdas ao investidor, principalmente porque, nos próximos anos, há uma tendência decrescente do custo do capital e dos riscos sistêmicos. Ademais, as regras da Aneel poderiam ser adaptativas, propiciando um ajuste anual da estrutura de capital e da sua remuneração, e não quadrienal como é hoje.

A Lei nº 8.631, de 1993, criou o Conselho de Consumidores, órgão vinculado a cada concessionária de distribuição. Mas esses órgãos não têm uma atuação proativa e pouco participam dos grandes debates de interesse dos seus representados. Eles são bancados pelas próprias concessionárias. O ideal seria dar autonomia financeira e administrativa a esses conselhos e criar uma confederação de cunho nacional, com recursos de um encargo a ser criado, de modo que uma confederação de Conselhos de Consumidores pudesse estar presente em todas as discussões de interesse dos seus representados, além de contratar técnicos ou consultoria para se capacitar às complexas discussões técnicas.

Diante do exposto, apresentam-se outras três sugestões ao consumidor:

*Oitava sugestão: A União poderia dar autonomia financeira e independência*

*administrativa aos Conselhos de Consumidores, mediante criação de encargo específico, e criar uma confederação nacional de conselhos, de modo a propiciar condições para que os representantes dos consumidores cativos estejam presentes em todas as discussões técnicas junto ao Poder Executivo, com respaldo de assessoria técnica própria.*

## 7.6. Comentários Finais sobre a Revisão Tarifária

A regulação pelo preço é também conhecida como “regulação por incentivos” ou “price-cap”. O resultado dos processos de reajuste e revisão com preço-teto é que as concessionárias são continuamente incentivadas a aumentar sua produtividade. A criação de uma empresa de referência tem o condão de estimular as concessionárias a buscarem “benchmarks” cada vez mais desafiadores, simulando uma concorrência virtual num monopólio natural real. Em tese, isso deve levar a um círculo virtuoso que sustente a modicidade tarifária.

Deve-se ressaltar que o problema da assimetria tarifária, citado anteriormente, não decorre da regulação por incentivos. Esse regime de regulação tem sido muito bem sucedido, pois tem alcançado o intento de compartilhar ganhos de produtividade com o consumidor, e, por isso, deve ser preservado. A Tabela 6 a seguir apresenta alguns dos maiores valores do Fator X resultantes da mais recente revisão.

Em face dos valores apresentados, se o IGP-M fosse, por exemplo, de 3%, o

TABELA 6 – FATOR X DE ALGUMAS CONCESSIONÁRIAS BRASILEIRAS

CONCESSIONÁRIA	FATOR X
CEAL (AL)	-5,56%
CELPA (PA)	-4,94%
CEMAR (MA)	-5,22%
CEPISA (PI)	-4,86%
ELEKTRO (SP)	-4,36%
ESCELSA (ES)	-5,13%
MUXFELDT (RS)	-4,49%
ELETRIPAULO (SP)	-4,30%
ELETROACRE (AC)	-3,35%
CELG (GO)	-3,72%

índice de reajuste (IGP-M + FATOR X) seria negativo, significando que essas concessionárias teriam, de fato redução na Parcela B. A Aneel tem zerado o Fator X, quando os cálculos levam a um valor positivo, o que, em tese, aumentaria o índice de reajuste da parcela B, acima do IGP-M.

Recentemente, a Aneel mudou as regras de cálculo do Fator X, autorizando as concessionárias a incluírem suas previsões de investimento como fator de amortecimento do Fator X. Se a empresa investir muito, o Fator X pode cair até a zero. Em outras palavras, a redução do índice de reajuste na Parcela B pode ser menor – ou nenhuma - caso a concessionária se comprometa a investir mais. Na hipótese de os investimentos não se realizarem, o amortecimento será retirado na revisão seguinte. Em tese, a idéia é estimular investimentos, mas essa medida pode virtualmente pulverizar o ganho periódico obtido com o Fator X, postergando ou até zerando o repasse dos ganhos de eficiência para o consumidor.

Não é demais lembrar que, como mostra a fórmula acima, o IGP-M e o fator X incidem apenas sobre a Parcela B, ao passo que o índice de reajuste tarifário engloba a Parcela A e a Parcela B.

*Nona sugestão: o consumidor cativo deve ficar atento ao comportamento do Fator X de sua concessionária na próxima revisão periódica, e cobrar da Aneel uma mudança de metodologia, se ficar provado que os ganhos de eficiência estão sendo consumidos por declaração de investimentos de sua concessionária que não foram realizados.*

## 8. ENCARGOS E SUBSÍDIOS NO SETOR ELÉTRICO

Tendo analisado os três segmentos – G, T e D – abordar-se-ão agora os encargos e subsídios existentes na estrutura tarifária do setor de energia elétrica. Há encargos que são, de fato, subsídios cruzados; há subsídios cruzados que não aparecem explicitamente para o consumidor. Isso

dificulta a compreensão do fluxo de recursos no setor elétrico e da composição das tarifas ao consumidor final.

Para uma melhor compreensão da questão, a seguir far-se-á um descritivo de cada um deles, seguido de um comentário. Basicamente, para cada encargo ou subsídio abordado, o comentário responderá a duas perguntas: O subsídio é pertinente ao setor elétrico? Quem deveria pagar por ele?

## 8.1. ENCARGOS

i. Reserva Global de Reversão (RGR) – na origem, era um encargo destinado a prover recursos para a reversão das concessões e para financiar a expansão do sistema elétrico. Entretanto, a partir da Lei nº 10.762, de 2003, tornou-se também um subsídio para subvencionar a universalização dos serviços de energia elétrica (Programa Luz para Todos). Esse encargo/subsídio está previsto para ser extinto em 2010;

*Comentário: a RGR nunca foi utilizada para o pagamento de qualquer reversão. Ela deveria ser mesmo extinta em 2010, e os seus recursos, devolvidos ao consumidor, pois foi ele que arcou com esse encargo. Em 2008, a Eletrobrás arrecadou R\$ 1,436 bilhões, a título de RGR. É um fundo com 50 anos de existência, que só empresta o que arrecada, a juros de 5% ao ano, e tem poucas saídas a fundo perdido.*

ii. Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados (CCC-ISOL) –

subsídio cruzado travestido de encargo. Permite reduzir a conta de luz dos consumidores dos sistemas isolados, que, de outra forma, pagariam uma tarifa exorbitante. Esse subsídio será extinto em 2022, ou antes, quando os sistemas isolados forem incorporados ao SIN. Os sistemas isolados dos estados do Acre e de Rondônia serão incorporados em 2009 e os sistemas de Manaus, Amapá, em 2011. Isso deverá reduzir drasticamente esse subsídio. Restarão pequenas cidades eletricamente isoladas da Região Norte e Centro-Oeste, de impacto marginal sobre as tarifas.

Muita atenção deve ser dada à questão da ineficiência das concessionárias de distribuição dos Sistemas Isolados. As perdas são altíssimas em comparação com as perdas do SIN e são pagas pela CCC.

*Comentário: esse subsídio deveria ser repassado para o contribuinte.*

iii. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) – destinada a suportar as despesas da Aneel. É inerente ao modelo de regulação adotado a partir da década de 1990;

*Comentário: a TFSEE é imprescindível ao funcionamento do modelo de regulação adotado pela União, pois constitui a integralidade da receita da Aneel. Entretanto, as sobras de recursos não utilizados deveriam ser devolvidas ao consumidor no ano seguinte, pois uma taxa deve suportar apenas o custo para o qual foi criada. Entretanto, não tem sido assim. O Governo Federal tem contingenciado os recursos da Aneel (na verdade, de todas as*

agências reguladoras), e utilizado as sobras para fazer superávit primário. Com isso, a Aneel tem tido sua atuação limitada, fiscalizando menos do que deveria.

iv. Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) – pago por todos os consumidores do SIN. É destinado a aumentar a participação da energia elétrica produzida por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidroelétricas no SIN. Divide-se em duas etapas, a primeira delas, já concluída. Será extinto em 2022.

*Comentário: As fontes alternativas estão sendo introduzidas na matriz de energia elétrica brasileira principalmente porque evitam impactos (ou externalidades, ver Anexo 2) negativos sobre o meio ambiente produzidos por fontes não renováveis. É um exemplo típico de atuação estatal para correção de uma falha de mercado. Mas o Brasil, diferentemente dos países onde as fontes alternativas vêm se desenvolvendo mais, pode evitar essa externalidade negativa mediante a construção de usinas hidroelétricas com reservatório, a fonte renovável de geração e armazenamento de energia mais barata que existe, mesmo internalizando os custos ambientais. As hidroelétricas têm sofrido críticas injustas do ponto de vista de seu impacto ambiental, e constituem, de fato, uma riqueza à qual o País não pode renunciar. O Brasil só explorou 33% do seu potencial hidráulico.*

*Há uma percepção de técnicos do setor elétrico de que a sociedade ainda*

*não está suficientemente esclarecida quanto aos enormes benefícios que as UHE com reservatório trazem para o País. Um esclarecimento mais minucioso teria o condão de mostrar à sociedade que a relação benefício/custo é altamente favorável à construção de UHE com reservatórios. A falta dessa percepção realista tem levado à sua rejeição e à incorporação prematura de fontes alternativas mais caras na matriz de energia elétrica.*

*O PROINFA e os leilões de fontes alternativas têm levado o custo marginal de expansão a patamares mais altos, principalmente em função das fontes eólicas, pressionando prematuramente as tarifas de energia elétrica. Por outro lado, se for inevitável complementar as hidroelétricas pela ausência de reservatórios, é preferível fazê-lo majoritariamente com fontes alternativas, mais baratas que as termoeleétricas e ambientalmente limpas. Como o legislador já decidiu pela sua inclusão na matriz de energia, ao menos seria justo com o consumidor que a cadeia produtiva de fontes eólica, biomassa e PCH fosse fortemente desonerada dos tributos, como forma de o contribuinte compensar o consumidor pela assunção prematura do ônus da correção de uma falha de mercado. O REIDF<sup>58</sup> é um começo, mas é destinado a qualquer obra de infraestrutura do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC). Muito mais pode ser feito para desonerar especificamente as fontes alternativas.*

<sup>58</sup> Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura, criado pela Lei nº 11.488, de 2007.

*Poder-se-ia alegar, contrapondo-se a esse argumento, que a externalidade é causada, não pelo contribuinte, mas pelo consumidor, que necessita de energia, e é para o provimento dessa necessidade que as fontes alternativas estão sendo adicionadas à matriz de energia elétrica. O fato é que, se fosse dado ao consumidor o direito de escolha da fonte de geração de energia e o devido esclarecimento, ele certamente escolheria a fonte renovável a mais barata: a hidroelétrica. A verdade é que poucos consumidores assumiriam voluntariamente a decisão de pagar bem mais por uma energia alternativa, em detrimento de uma fonte renovável bem mais barata.*

*No Brasil, ao consumidor não é dado esse direito de escolha, e, quem escolhe a fonte de energia é o Governo Federal. E o Governo até tem lutado para licitar hidroelétricas. Mas não tem conseguido, premido por pressões de segmentos da sociedade, que têm se mobilizado contra elas. A solução tem sido licitar termoelétricas, que sofrem, surpreendentemente, muito menos pressões contrárias, ainda que tenham impacto ambiental negativo mais intenso e custo muito mais elevado.*

v. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) – Pago por todos os consumidores do SIN. É destinado a subvencionar o transporte de gás natural para alguns estados, e a viabilizar a segunda etapa do Proinfa. Subvenciona também a universalização e a Subclasse Residencial Baixa Renda de todo o País. Antes da Lei nº 10.438, de 2002, o consumidor Baixa Renda era subsidiado apenas pelos outros con-

sumidores da própria concessionária, mediante subsídio cruzado. Com a criação da CDE, o subsídio cruzado passou a ser, primordialmente, entre consumidores do SIN. Será extinto em 2027.

*Comentário: Não há sentido em o consumidor de energia elétrica subsidiar o consumidor de gás natural; nem se deveria imputar a esse consumidor o ônus da correção – necessária – de desigualdades sociais. Universalização e subsídio ao consumidor Baixa Renda são políticas de correção de falhas de mercado com as quais cabe ao contribuinte arcar. No Reino Unido, por exemplo, esse último subsídio é imputado ao contribuinte.*

vi. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) benefício econômico pago por todas as usinas hidroelétricas (exceto as PCHs) para a União, os Estados e Municípios atingidos pelas barragens. Na grande maioria dos casos, esse encargo já está embutido na tarifa de venda da energia e não é contabilizado na tarifa. Apenas em raros casos, onde a concessionária de distribuição tem, entre seus ativos, usinas hidroelétricas, é que esse encargo é cobrado explicitamente na tarifa de energia. Só para esses últimos casos é que esse encargo é explicitado na estrutura tarifária.

*Comentário: encargo de origem constitucional, que cumpre papel importante na compensação de entes federativos impactados pela construção de usinas hidroelétricas. Apenas deve-se atentar para o fato de que, qualquer*

*aumento promovido pelo Congresso Nacional, nas alíquotas pagas pelos concessionários de geração hidroelétrica pressionará para cima as contas de luz dos consumidores.*

vii. Encargos de Serviços de Sistema (ESS) – encargo necessário à cobrança de despesas operacionais de rateio comum entre os agentes do SIN. É necessário para a adequada operação integrada, pois há equipamentos e serviços que servem a todo o sistema e não apenas a uma concessionária. Nesse encargo está embutida também a cobrança pela usinas térmicas que serão despachadas fora da ordem de mérito, por razões de segurança energética.

*Comentário: encargo necessário ao adequado funcionamento do SIN. Ele será fortemente impactado sempre que houver períodos de baixa precipitação de chuvas nas bacias hidrográficas onde estão as usinas hidroelétricas, porque a conta da geração termoeletrica fora da ordem de mérito recairá nesse encargo.*

viii. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – encargo destinado ao financiamento da Empresa de Pesquisa Energética e a atividades de P&D do setor elétrico. É inerente ao modelo do setor elétrico adotado a partir da década de 1990.

*Comentário: encargo necessário ao setor elétrico, pois financia atividades de P&D no setor elétrico, os esforços pela eficiência energética e a EPE. A eficiência energética reduz perdas técnicas de energia e, conseqüentemente, a neces-*

*sidade de expansão da oferta. Vários países desenvolvidos têm conseguido evitar a expansão da oferta de energia, apenas com esforços em eficiência energética.*

ix. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) – encargo destinado a suportar as despesas do ONS. É inerente ao modelo de operação integrada adotado a partir da década de 1990.

*Comentário: encargo necessário à gestão operacional do SIN.*

Em relação à universalização, deve-se aduzir que a Lei nº 10.438, de 2002, (que estabeleceu a política de universalização, em sua versão original) foi regulamentada pelas Resoluções Aneel nº 223, de 2003, e nº 52, de 2004. Esses regulamentos estabeleceram condições gerais para a elaboração dos Planos de Universalização. Como a legislação não tratou do prazo para implantação da universalização, a Aneel definiu-as. As datas para a consecução das metas variavam entre concessionárias. Algumas alcançariam a meta já no ano de 2006, outras não a atingiriam antes de 2015. O critério da Aneel para a escolha das datas foi que não houvesse impacto tarifário para os consumidores.

Paralelamente à implantação da política de universalização prevista em lei e iniciada pela Aneel, o Governo Federal lançou o Programa Luz Para Todos, que visava acelerar a universalização em todo o País. O lançamento se deu por meio de Decreto, em razão do qual se criou uma incompatibilidade entre as metas da Agência, ges-

tora dos Planos de Universalização de Energia Elétrica, e o Ministério, gestor do Programa Luz Para Todos. Em vista disso, ainda em 2004, o MME firmou Termos de Compromisso com os Estados e as concessionárias visando a antecipar as metas inicialmente propostas nos Planos de Universalização de Energia Elétrica (firmados com a Aneel), tornando-as compatíveis com as do Programa Luz para Todos.

A antecipação de metas de universalização para 2010 está sendo feita com impacto sobre as tarifas, limitado a 8% de aumento em relação às tarifas vigentes, e deverá ser absorvido pelos consumidores da concessão. A pressão sobre as tarifas foi dimensionada pelo Grupo de Trabalho constituído pela Portaria MME nº 297, de 24 de julho de 2005, e consta do relatório que instruiu a aprovação da Resolução Normativa nº 175, de 28 de novembro de 2005, que estabelece as condições para a revisão dos Planos de Universalização de Energia Elétrica, visando

à antecipação de metas. A Tabela 7 a seguir dimensiona esse impacto.

Decidiu-se então que não poderia haver impacto tarifário superior a 8% para os consumidores da concessionária. Ou seja, a concessionária investe, e recupera seus investimentos via tarifa, na Parcela B. Deve-se lembrar que a Parcela B é constituída pela remuneração do investimento, pela depreciação dos ativos e pelas despesas com operação e manutenção (O&M).

Caso a universalização dos serviços exija recursos que pressionem a tarifa acima de 8%, o Estado interessado entra com uma parte dos recursos, e o restante é pago, a fundo perdido, pelos consumidores do SIN, via CDE, e pelos consumidores de todo o País, via RGR (transferida para a CDE). A União não participa dessa subvenção.

Os ativos construídos com recursos do programa de universalização só recebem remuneração pelos custos com

TABELA 7 - IMPACTO DO PROGRAMA LUZ PARA TODOS NAS TARIFAS DAS CONCESSIONÁRIAS

Impacto Tarifário		Concessionárias
Até 8%	Até 1%	Light, Celesc, CPFL, Eletrocar, Piratininga, Ampla, Jaguari, Bandeirante, Nacional, CENF, RGE, AES Sul, CLFM, CFLO, EEVP, Caiuá, CEEE, Manaus, Copel, Elektro e CPEE.
	Acima de 1% até 5%	Bragantina, Iguaçu, Boa Vista, Cocel, CSPE, CFLSC, CELB, UHENPAL, CELG, Escelsa, Cemig, CFLCL, Enersul, Energipe, ELFSM, Chesp, Cosern e Celpe.
	Acima de 5% até 8%	Coelce, CEA e Saelpa.
Acima de 10%	Acima de 10% até 30%	Coelba, Cemat, CEAL, Ceron, Celtins, Cepisa e Cemar.
	Acima de 30%	Celpe, Sulgipe, Eletroacre, CEAM e CER.

O&M. O investimento e a depreciação não são remunerados e, portanto não vão para a tarifa do consumidor. Deve-se lembrar que o custo de O&M desses novos ativos pode demandar muitos recursos, particularmente nas concessões da Região Norte.

A universalização do serviço nas áreas urbanas foi concluída em todo o País neste ano. Da meta inicial de três milhões de unidades consumidoras para concluir a universalização, cerca de dois milhões já foram conectadas. Faltam cerca 510 mil, em 2009, e 580 mil, em 2010, todos consumidores da área rural.

## 8.2. Subsídios cruzados explícitos

São aqueles previstos em lei. Além daqueles subsídios explícitos indevidamente denominados “encargos” (CCC, parte da RGR, parte da CDE), a legislação prevê os seguintes:

i. Fontes incentivadas: desconto previsto para geração e consumo de energias solar, eólica, de biomassa e de PCHs, que têm desconto de pelo menos 50% na TUST e na TUSD. Esse subsídio está explicitado numa parcela da tarifa denominada “componentes financeiros”, parte integrante da Parcela B. O montante a ser subsidiado é previsto na data do reajuste. Ao final do período de 12 meses entre reajustes, as diferenças entre a previsão e o efetivamente verificado, para mais ou para menos, são compensadas no reajuste seguinte. O caráter es-

timativo do montante vale para todos os outros subsídios que compõem os “componentes financeiros”. Isso explica por que, ora a soma dos componentes financeiros pode ser tanto positiva, quanto negativa.

*Comentário: subsídio que deveria ser suportado pelo contribuinte, e não pelo consumidor, pois, à semelhança do PROINFA, visa a mitigar falha de mercado decorrente de externalidade negativa sobre meio ambiente.*

ii. Aquicultura e Irrigação: desconto para essas atividades, quando praticadas entre 21h30min e 6h00. O desconto varia entre 60% e 90%, dependendo da região onde a atividade é praticada. Está explicitado nos “componentes financeiros”.

*Comentário: é uma política de incentivos a atividades estratégicas para o País, que não deveriam ser suportadas pelo consumidor de energia elétrica, mas pelo contribuinte.*

iii. Baixa Renda: parcela desse subsídio cruzado que é suportado pelos outros consumidores da própria concessão. Está explicitado nos “componentes financeiros”.

*Comentário: política de redução de desigualdades sociais que deveria ser suportada pelo contribuinte, não pelo consumidor de energia elétrica.*

iv. Luz Para Todos: parcela desse subsídio cruzado que é suportado pelos outros consumidores da própria concessão. Está explicitado nos “componentes financeiros”.

*Comentário: política de redução de desigualdades sociais que deveria ser suportada pelo contribuinte, não pelo consumidor de energia elétrica.*

v. Concessionárias Supridas: desconto de 100% na TUSD-fio B<sup>59</sup>, previsto em lei, destinado a evitar exagerado crescimento nas tarifas das pequenas concessionárias, cujo negócio não tem escala, e que são supridas por concessionárias maiores. Esse subsídio é suportado pelos consumidores das concessionárias que fornecem energia<sup>60</sup>. A TUSD-fio B representa, em média, mais de 50% da TUSD. Está explicitado nos “componentes financeiros”.

*Comentário: o ideal é que as pequenas concessionárias e permissionárias fossem absorvidas pelas concessionárias supridoras. Ganhariam os consumidores de ambas as concessionárias, pois aumentaria a escala da concessão. As supridas poderiam ser regidamente indenizadas ou passar à condição de acionistas das supridoras. Tal intervenção exigiria aprovação do Congresso Nacional, como prevê a Lei de Concessões.*

### 8.3. Subsídios cruzados implícitos

São os subsídios inerentes à estrutura tarifária, e cujo peso sobre a conta

<sup>59</sup> A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição é composta por oito parcelas: TUSDfio B, TUSDfio A, TUSD-Encargos (RGR, TFSEE, P&D e ONS), TUSDperdas técnicas, TUSDperdas comerciais, TUSDccc, TUSDcde e TUSDproinfra. (Ver Resolução Aneel no 166, de 2005).

<sup>60</sup> O Anexo 5 apresenta a lista das concessionárias supridas e suas respectivas concessionárias supridoras.

de luz não está quantificado. A quantificação ajuda a corrigir eventuais distorções. Exemplo disso foi o realinhamento tarifário: de início, a desqualização e a recuperação tarifárias, ocorridas na década de 1990, não corrigiram o desequilíbrio, implícito, entre a tarifa da classe industrial e as das outras classes, até porque não estava claro que isso estava ocorrendo. Esse subsídio cruzado só foi identificado quando se decidiu pela desverticalização, ou seja, pela separação dos custos de geração, de transmissão e de distribuição. Só então ficou explícito que a classe industrial estava pagando menos pela energia comprada do que as outras classes de consumo.

Em razão disso, o Governo Federal mediante o Decreto nº 4.667, de 2003, determinou um realinhamento tarifário, de forma que, entre 2003 e 2008, os índices de reajustes tarifários da baixa tensão foram menores do que os da alta tensão, até que fosse zerado o subsídio cruzado na compra de energia. As tarifas industriais continuam mais baixas do que as comerciais e residenciais, mas a distância diminuiu, refletindo maior realismo tarifário.

Entretanto, ainda perduram dois outros subsídios implícitos. São eles:

i. Consumidores Rurais – gozam de desconto de 10%, se forem conectados na alta tensão. Os consumidores rurais da baixa tensão também têm desconto tarifário, variável de acordo com a concessionária. O atendimento rural custa muito mais caro que o urbano e, no entanto, paga menos do que os consumidores urbanos.

*Comentário: essa política de incentivo a uma área estratégica para o País, que se projeta no mundo como uma potência agrícola, deveria ser suportado pelo contribuinte, e não pelo consumidor.*

ii. Água, Esgoto e Saneamento – Concessionárias desses serviços gozam de desconto de 15% nas tarifas. É o consumidor de energia elétrica subsidiando consumidores de outro gênero de serviço.

*Comentário: não é justo que o consumidor de energia elétrica subsidie o consumidor dos serviços de água, esgoto e saneamento. Esse subsídio, se necessário, deveria ser suportado pelo contribuinte.*

## 9. A CONTA DE LUZ DESNUDADA

A partir deste ponto, com os esclarecimentos feitos, é possível dar maior clareza aos números embutidos nas tarifas, mediante quantificação do peso relativo dos tributos, encargos, subsídios e serviços na conta de luz. Para essa finalidade, levantaram-se informações das 65 empresas de serviços de distribuição, que foram consolidadas para o Brasil. O levantamento dessas informações foi feito a partir de informações públicas fornecidas pela Aneel, apresentadas em audiências públicas, e compreendem o período entre maio de 2008 e maio de 2009<sup>61</sup>, durante o qual houve as

reações mais acaloradas quanto aos aumentos nas tarifas.

As informações relevantes de cada concessionária poderão ser obtidas a partir da interface disponível na versão eletrônica deste Estudo<sup>62</sup>. Deve-se ressaltar que os índices de reajuste, tarifas e contas de luz apresentadas pela interface são *valores médios* para a concessionária analisada, deixando claro que os números podem variar por classe de consumidor. Isso explica por que os valores apresentados aqui podem diferir daqueles apresentados na introdução e no Anexo 4. Essas informações são apresentadas após a escolha da concessionária e do aspecto que se pretende considerar. A interface pode ser dividida em **seis aspectos**.

No **primeiro aspecto**, apresentado na Figura 2 a seguir, os quatro grupos constituintes da conta de luz são apresentados em valores percentuais, tomando-se como base a soma dos segmentos de geração, transmissão e distribuição (inclusive os componentes financeiros). Ao lado da tabela, a interface apresenta um gráfico de barras (não apresentado na Figura 2) no qual se mostram os quatro grupos mais a soma das contas de luz numa escala proporcional. Escolheu-se, para exemplo, a concessionária Cemig Distribuição.

A Tabela denominada “Grupos” mostra a estrutura tarifária em base per-

<sup>61</sup> As concessionárias CFLO e Cooperaliança são exceção a esse período, porque, em 2008, mudaram a data de aniversário dos seus contratos de concessão, respectivamente, de janeiro e fevereiro de cada ano

para junho e julho. Essa transição, posta em prática a partir deste ano, impõe que os seus dados remontem ao início de 2008.

<sup>62</sup> Texto Para Discussão nº 62, disponível em [http://www.senado.gov.br/conleg/textos\\_discussao.htm](http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao.htm)

FIGURA 2

Concessionária:

Grupos

Grupo	Percentual
Encargos	14,29
Segmentos G, T e D (inclusive CF) Somados	100,00
Subsídios dentro dos CF (Componentes Financeiros)	3,20
Tributos	45,03
Soma das Contas de Luz	159,32

Clique em algum grupo para visualizar os seus componentes.

centual. Para isso, tomou-se como base de cálculo apenas as despesas com geração, transmissão e distribuição, que são os segmentos básicos do setor elétrico, em atendimento à premissa de cálculo “por fora” dos fatores que pressionam as tarifas para cima. Rigorosamente, a base de cálculo deveria incluir também alguns encargos (ONS, TFSEE, ESS) que constituem custos imprescindíveis ao funcionamento adequado do sistema elétrico. Preferiu-se, contudo, explicitar todos os tributos, encargos e subsídios para dimensionar a sua participação em relação aos três segmentos do setor

elétrico. Também se destacaram da base de cálculo os componentes financeiros, parte integrante da Parcela B, mas que carregam os subsídios cruzados explícitos. Os subsídios indiretos (consumidores rurais e saneamento) ainda não foram destacados da estrutura tarifária, e fazem parte da Parcela B. Mas a Aneel já demonstrou a intenção de destacá-los em futuro próximo.

O **segundo aspecto** é o detalhamento de cada Grupo, através de seus componentes. Eles estão apresentados numa tabela mostrada na Figura 3,

FIGURA 3

Componentes

Grupo	Componente	Percentual
Encargos	RGR (Anual e Ajuste)	0,96
Encargos	CCC	3,35
Encargos	TFSEE	0,32
Encargos	CDE	4,87
Encargos	CFURH	0,00
Encargos	ESS/EER	1,52
Encargos	PROINFA	2,22
Encargos	P&D	1,04
Encargos	ONS	0,00

a seguir. Essa tabela aparece sempre que se clica sobre a linha de um Grupo da tabela da Figura 2. Ao seu lado, um gráfico de barras (não apresentado na Figura 3) mostra os componentes numa escala proporcional. No exemplo da Figura 3, escolheu-se o Grupo “Encargos”.

O **terceiro aspecto** detalha, em duas tabelas na Figura 4, as informações associadas ao reajuste ou à revisão tarifária a que a concessionária se submeteu no final do período considerado. Na primeira delas, apresentaram-se, sucessivamente, o período de vigência da tarifa anterior, os índices

de inflação (IPCA e IGP-M acumulados no período, para comparação entre eles), o Fator X que foi subtraído do IGP-M no reajuste, e o efetivo reajuste aplicado à Parcela B da concessionária sob análise. A segunda tabela apresenta as perdas técnicas e comerciais, informação importante para que o consumidor saiba o nível de eficiência da sua concessionária. Essas tabelas estão localizadas à direita daquela que é objeto do quarto aspecto, a ser tratado a seguir.

Na Figura 5, apresenta-se o **quarto aspecto**, que se refere aos fatores que contribuíram para o Índice de Rea-

FIGURA 4 – Índices de Inflação e de Reajuste

Índice	Percentual
ABR/08 A MAR/09	ABR/08 A MAR/09
IPCA no Período	5,68
IGP-M Parcela B	6,27
Fator X Parcela B	-0,33
Reajuste na Parcela B	5,94

Perda	Percentual
Perdas Técnicas (%)	16,40
Perdas Comerciais (%)	4,60

FIGURA 5 – Fatores que influenciaram o reajuste tarifário

Componentes do IRT	Contribuição ao IRT	% do IRT
RGR	0,04	0,19
CCC	-0,82	-3,96
TFSEE	-0,03	-0,13
CDE	0,79	3,80
CFURH	0,00	0,00
ESS	1,61	7,75
PROINFA	1,04	4,99
P & D	0,17	0,82
ONS	0,00	0,00
TOTAL ENCARGOS	2,80	13,47
Energia	9,01	43,31
Transmissão	0,69	3,31
Parcela A	12,51	60,09
Parcela B + Diferido	2,50	12,03
FINANCEIRO	5,80	27,88
TOTAL IRT/REVISÃO	20,81	100,00

juste tarifário (IRT). Na coluna “contribuição ao IRT”, a soma dos componentes resulta no Total IRT. Compare esse Total com os valores com o IPCA, o IGP-M e o reajuste na Parcela B, objetos do terceiro aspecto. Deve-se lembrar que o IRT não é apenas o reajuste na Parcela B, mas também a soma de encargos, da compra de energia e dos custos com transmissão. A coluna da direita apresenta o peso relativo de cada componente do IRT. Valores negativos de encargos significam que, no ano anterior, a arrecadação foi maior do que o necessário, o valor a maior sendo devolvido para o consumidor. Essa tabela não aparecerá para as concessionárias que passaram pelo processo de revisão tarifária.

O **quinto aspecto**, apresentado na Figura 6, mostra a estrutura tarifária da concessionária de distribuição. De fato, trata-se do primeiro e do segundo aspectos consolidados numa só tabela, e apresentado em reais. Representa o total arrecadado pela concessionária de distribuição ao longo de um ano, inclusive tributos. A tabela apresentada na Figura 6, está à direita de outra tabela, que será descrita a seguir e que representa o sexto e último aspecto.

Finalmente, o **sexto aspecto** é mostrado na Figura 7. Ele resume uma simulação de como ficariam as contas de luz se a energia fosse fornecida apenas por uma determinada fonte. Trata-se de uma simulação meramente didá-

FIGURA 6 – Estrutura Tarifária (Valor Anual)

Componente	Valor anual
ENCARGOS	R\$ 1.008.341.482,20
RGR (Anual e Ajuste)	R\$ 67.831.016,76
CCC	R\$ 236.207.872,62
TFSEE	R\$ 22.491.583,24
CDE	R\$ 343.895.014,18
CFURH	R\$ 0,00
ESS/EER	R\$ 107.377.860,47
PROINFA	R\$ 156.857.078,41
P&D	R\$ 73.437.316,36
ONS	R\$ 243.740,16
SEGMENTOS G,T e D SOMADOS	R\$ 6.614.460.627,31
Segmento Geração	R\$ 3.105.148.681,19
Segmento Transmissão	R\$ 549.313.111,57
Segmento Distribuição (inclusive CF)	R\$ 2.959.998.834,54
Componentes Financeiros	R\$ 442.300.746,37
Subsídios (dentro dos CF)	R\$ 226.060.987,43
Irrigação e Aqüicultura	R\$ 30.549.872,24
Fonte Incentivada Consumo	R\$ 44.331.133,51
Fonte Incentivada Geração	R\$ 5.463.939,77
Baixa Renda	R\$ 143.320.720,25
Cooperativas	R\$ 0,00
Luz para Todos	R\$ 0,00
TUSD Fio B Suprida	R\$ 2.395.321,67
TRIBUTOS	R\$ 3.177.650.525,22
CIP	R\$ 806.510.285,59
ICMS	R\$ 1.814.648.142,57
PIS	R\$ 556.492.097,06
SOMA CONTAS DE LUZ	R\$ 11.242.753.381,09

FIGURA 7

Fonte	Preço Médio Projetado (R\$/MWh)
Mix Atual	R\$ 380,41
Hidroelétrica Grande	R\$ 321,86
Hidroelétrica Média	R\$ 370,65
Hidroelétrica Pequena	R\$ 419,44
Nuclear	R\$ 419,44
Biomassa	R\$ 497,72
Termoelétrica a Gás Natural	R\$ 503,02
Termoelétrica a Carvão Natural	R\$ 596,54
Termoelétrica a Óleo Combustível	R\$ 1.106,06
Termoelétrica a Óleo Diesel	R\$ 1.286,14
Eólica	R\$ 585,62
Fotovoltaica	R\$ 2.757,18

tica, sem correlação com a operação do sistema elétrico. O seu propósito é tão-somente mostrar o potencial de cada fonte de energia para pressionar a conta de luz. A tabela da Figura 7 apresenta, na primeira linha, o valor real que o consumidor da concessionária pagou pela energia no período considerado, incluídos tributos. O valor é um “mix” de várias fontes de energia, incluindo PCH, UTE, eólicas, nucleares, UHE e, em alguns casos, Itaipu. A simulação consiste em substituir o “mix” pelo custo de cada fonte apresentada na Tabela 2 do Estudo. Com isso, nas linhas seguintes, pode-se mapear o potencial de cada fonte para pressionar a conta de luz para cima.

Os comentários que se seguem serão feitos para as informações consolidadas do Brasil. Eles são apenas uma amostra dos dados que podem ser obtidos pelo uso da interface, e servem principalmente para o leitor que tiver preferido imprimir o texto e/ou não tenha acesso à internet, onde a interface estará disponível. O ideal é que o leitor que tenha acesso à inter-

face experimente-a para várias concessionárias.

Apresentam-se a seguir, em reais, os itens constituintes da conta de luz desdobrados. Consolidado em nível Brasil, as concessionárias arrecadaram cerca de R\$ 115,1 bilhões entre maio de 2008 e maio de 2009, assim distribuídos:

- Tributos: R\$ 35,3 bilhões, sendo
  - ICMS: R\$ 21,7 bilhões
  - PIS/COFINS: R\$ 5,6 bilhões
  - CIP: 8,0 bilhões
- Tarifas: R\$ 79,8 bilhões, sendo
  - Segmento Geração: R\$ 34,2 bilhões
  - Segmento Transmissão: R\$ 6,5 bilhões
  - Segmento Distribuição (Parcela B): R\$ 27,5 bilhões
  - Componentes Financeiros: R\$ 3,1 bilhões
  - Encargos: R\$ 8,5 bilhões

Cabe aqui um esclarecimento sobre a CIP e como os valores foram gerados. A CIP foi apenas estimada. É virtual-

mente impossível saber o montante exato da CIP cobrada por cada um dos 5.561 municípios brasileiros (incluído o Distrito Federal). Na realidade, a criação da CIP é uma possibilidade e não uma obrigação.

Na prática, muitos municípios brasileiros ainda não implantaram e, talvez, nem implantem essa Contribuição, por dificuldades políticas em se imputar mais um tributo ao seu município. Vários prefeitos têm preferido manter o financiamento do serviço de iluminação pública com recursos do IPTU. Nesses municípios, é o contribuinte – e não o consumidor – que paga pelo serviço de iluminação pública. A Prefeitura paga pelo consumo da energia elétrica para fins de iluminação pública, com base em tarifa definida pela Aneel. Essa tarifa não cobre a integralidade dos custos do serviço, e a parcela não coberta é recuperada indiretamente na tarifa dos consumidores. Em outras palavras, mesmo nesses casos, os consumidores continuam subsidiando uma parte da iluminação pública. E, nos municípios onde há inadimplência, o serviço de iluminação pública termina sendo pago integralmente pelos consumidores de energia elétrica, sob a forma de perdas irrecuperáveis.

Apesar de a CIP não estar implantada em todos os municípios do País, para o propósito deste Estudo, é preciso avaliar hipoteticamente o montante que seria arrecadado se todos os municípios regulamentassem o art. 149-A da Constituição Federal, que criou esse tributo. Por essa razão, calculou-se a CIP como um percentual

estimado da receita global de cada concessionária. Esse percentual foi calculado com base em dados reais da CEB Distribuição (CEB), que atende o Distrito Federal. Esses dados são de mais fácil obtenção, pois a CEB presta serviço de iluminação pública a apenas um Ente da Federação (diferentemente das outras concessionárias) e tem suas informações disponíveis no mercado de ações.

A CIP arrecadada pela CEB, em 2008, foi de R\$ 91 milhões, ao passo que a arrecadação da Companhia, sem tributos, foi de R\$ 911 milhões. Isso dá aproximadamente 10% da receita bruta da CEB. Tal percentual foi entendido para todas as concessionárias do País.

Esse cálculo estimado é passível de erros, posto que os custos com iluminação pública podem variar apreciavelmente entre municípios. Entretanto, é melhor do que não ter nenhuma estimativa. O percentual serve como um parâmetro para que o consumidor esteja atento aos custos da CIP (se tiver sido criada) em seu município, anualmente aprovados nas câmaras de vereadores, e que pressionam para cima a sua conta de luz.

Os encargos e subsídios (embutidos nos Componentes Financeiros (CF)) totalizaram R\$ 11,5 bilhões, distribuídos conforme Tabela 8.

Componentes Financeiros negativos significa que, no ciclo anterior, arrecadou-se do consumidor mais do que o necessário, e ele está recebendo de volta no atual ciclo.

TABELA 8 – MONTANTE DE ENCARGOS E SUBSÍDIOS ARRECADADOS NAS CONTAS DE LUZ DE TODO O BRASIL ENTRE MAIO DE 2008 E MAIO DE 2009

ENCARGO*/SUBSÍDIO	VALOR ARRECADADO
RGR	R\$ 715,7 milhões
CCC	R\$ 2.537,3 milhões
TFSEE	R\$ 170,3 milhões
CDE	R\$ 2.478,3 milhões
CFURH	R\$ 7,4 milhões
ESS	R\$ 887,6 milhões
PROINFA	R\$ 1.053,7 milhões
P&D	R\$ 722,6 milhões
NOS	R\$ 3,2 milhões
CCC dentro da CF	R\$ 529,5 milhões
PROINFA dentro da CF	R\$ 143,0 milhões
CDE dentro da CF	R\$ 42,2 milhões
ESS dentro da CF	R\$ 865,7 milhões
Subsídio na TUSD para AP e PIE	R\$ 151,1 milhões
Subsídio Irrigação e Aquicultura	R\$ 177,1 milhões
Subsídio Fontes Incentivadas	R\$ 440,5 milhões
Subsídio Baixa Renda	R\$ 351,8 milhões
Subsídio Luz Para Todos	R\$ 165,4 milhões
Subsídio Suprida	R\$ 43,0 milhões
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 11.485,4 milhões</b>

\* Esses valores, arrecadados entre junho de 2008 e maio de 2009, são os valores que o consumidor pagou de forma explicitada na sua tarifa. Eles não incluem os encargos pagos pelos outros agentes do setor elétrico, quando aplicáveis: geradores, transmissores, PIE, AP, comercializadores, e que já estão embutidos no custo dos serviços de geração, transmissão e comercialização repassado na Parcela A paga pela concessionária de distribuição.

A estrutura tarifária do Brasil em base percentual é a seguinte (Tabela 9). Observa-se que a soma dos subsídios dentro dos CF mais os encargos que deveriam ser suportados pelo contribuinte ou ser extintos é de 12,03%.

Outra informação importante para uso do consumidor são as perdas técnicas e comerciais. Elas aparecem na Tabela “Perdas”. Em nível Brasil, as perdas técnicas somam 10,9% e as perdas comerciais, 7,0%.

Finalmente, apresenta-se uma importante simulação do impacto do custo da geração sobre a conta de luz. A Tabela “Sensibilidade das Contas de Luz ao Custo de Geração por Fonte” é o resultado da aplicação dos pre-

ços por fonte contidos na Tabela 2 do Estudo sobre a conta de luz de cada concessionária. A Tabela 10, a seguir, mostra os números consolidados para o Brasil.

A única fonte com potencial para reduzir a conta de luz é a hidroelétrica de grande porte. A inclusão de outras fontes na matriz de energia elétrica pressiona para cima a conta de luz, ainda de forma diferenciada.

Note-se que as termoeletricas aqui são consideradas inflexíveis, apenas para efeito de análise. Normalmente, o seu custo médio é bem menor, porque a maioria delas entra no mix apenas para complementar as hidroelétricas. Mas, se o enorme potencial

TABELA 9 – ESTRUTURA TARIFÁRIA CONSOLIDADA PARA TODO O BRASIL EM VALORES PERCENTUAIS DA SOMA DAS PARCELAS G, T e D

ITEM	PESO PERCENTUAL DO ITEM
ENCARGOS	12,04%
RGR (Anual e Ajuste)	1,00%
CCC	3,56%
TFSEE	0,24%
CDE	3,48%
CFURH	0,01%
ESS	1,25%
PROINFA	1,48%
P&D	1,01%
ONS	0,01%
SEGMENTOS G, T e D SOMADOS	100,00%
SEGMENTO GERAÇÃO	47,95%
SEGMENTO TRANSMISSÃO	9,05%
SEGMENTO DISTRIBUIÇÃO	38,63%
COMPONENTES FINANCEIROS (CF)	4,37%
SUBSÍDIOS DENTRO DOS CF	2,51%
IRRIGAÇÃO E AQUICULTURA	0,25%
FONTE INCENTIVADA	0,62%
BAIXA RENDA	0,86%
COOPERATIVAS	0,49%
LUZ PARA TODOS	0,23%
TUSD FIO B SUPRIDA	0,06%
TRIBUTOS	49,50%
CIP	11,20%
ICMS	30,49%
PIS/COFINS	7,81%
SOMA DAS CONTAS DE LUZ	161,54%

TABELA 10 – SENSIBILIDADE DAS CONTAS DE LUZ AO CUSTO DE CADA FONTE DE GERAÇÃO

FONTE CONSIDERADA	CONTA DELUZ PROJETADA (R\$/MWh)	VARIAÇÃO NA CONTA DE LUZ EM RELAÇÃO AO MIX ATUAL
MIX ATUAL (COM CCC, PROINFA E ESS)	R\$ 336,71	-
HIDROELÉTRICA GRANDE	R\$ 288,47	-14,3%
HIDROELÉTRICA MÉDIA	R\$ 338,93	+0,7%
HIDROELÉTRICA PEQUENA	R\$ 389,39	+15,6%
NUCLEAR	R\$ 389,39	+15,6%
BIOMASSA	R\$ 470,36	+39,7%
TERMOELÉTRICA A GÁS NATURAL	R\$ 475,84	+41,3%
TERMOELÉTRICA A CARVÃO NACIONAL	R\$ 572,57	+70,1%
TERMOELÉTRICA A ÓLEO COMBUSTÍVEL	R\$ 1.099,57	+226,6%
TERMOELÉTRICA A ÓLEO DIESEL	R\$ 1.285,82	+281,9%
EÓLICA	R\$ 561,27	+66,7%
FOTOVOLTAICA	R\$ 2.807,34	+733,8%

hidráulico do País deixar ser aproveitado, fatalmente as termoelétricas terão que ser contratadas para operar de forma inflexível, forçando um aumento acentuado na conta de luz. A contratação de térmicas a óleo combustível para operar de forma inflexível seria uma catástrofe para o consumidor. Fontes eólicas, conquanto renováveis, ainda são muito caras e também pressionam acentuadamente a conta de luz para cima.

Um último ponto deve ser ressaltado. O mix de geração atual contém uma grande parcela de hidroelétricas já depreciadas, a chamada “energia velha”. Se a recontração da energia velha, a partir de 2012 se der ao custo marginal de expansão (cerca de R\$ 130/MWh), a conta de luz subirá acentuadamente. Deve-se lembrar que as concessionárias de geração não estão obrigadas a participar do leilão no ACR, o que sugere a tendência de que, efetivamente, elas só queiram vender essa energia no custo marginal de expansão.

## 10. O CONSUMIDOR E O VENCIMENTO DAS CONCESSÕES

Anteriormente, levantou-se a questão do vencimento das concessões de geração. Na realidade, as concessões vincendas estão nos três segmentos: geração, transmissão e distribuição. O Anexo 6 lista todas elas, inclusive com a data de vencimento. Elas serão extintas e revertidas ao Poder Concedente, que só ressarcirá ao concessionário os investimentos ainda não amortizados, mediante procedimento ainda não definido. Esse res-

sarcimento só deverá ocorrer para as concessões de distribuição, cujo fluxo de investimento é continuado. Os ativos das concessões de geração e de transmissão, por terem fluxo de investimentos essencialmente na fase pré-operacional, já terão sido amortizados completamente ao término da concessão, e voltarão ao Poder Concedente sem ônus.

O tratamento a ser dado a essas concessões ainda não está definido. Mas o problema já existe. Basta olhar a lista de concessões de geração (Tabela A5.3) para verificar que há cinco concessões de geração vencidas e duas por vencer neste ano. O Poder Concedente, representado pelo MME, ainda não decidiu como tratar esses casos. Enquanto isso, o concessionário continua operando os ativos. Duas soluções se colocam, ambas com implicações para o consumidor, ambas passíveis de acalorados debates jurídicos<sup>63</sup>:

- Prorrogação da concessão, e outorga ao mesmo concessionário;
- Licitação da concessão.

Ambas as soluções podem ser aplicadas a título oneroso, ou mediante desconto nas tarifas. Sendo a título oneroso, o Poder Concedente arrecadaria recursos vultosos. Se for mediante desconto, a modicidade tarifária seria uma consequência natural.

<sup>63</sup> Batista, R. O. – “Debate sobre uma Segunda Prorrogação de Concessões no Setor Elétrico (Sem Licitação): Verdades, Meias-Verdades e Pontos para Reflexão”, disponível no endereço eletrônico: [http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Artigo\\_Romario.pdf](http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Artigo_Romario.pdf), acessado em 30/06/2009.

Os números apresentados anteriormente mostram que a conta de luz poderá sofrer uma forte alta, se a solução preconizada for a título oneroso. Nesse caso, seria fundamental que os recursos assim arrecadados sejam aplicados no próprio setor elétrico, visando à modicidade tarifária.

Entre as 65 concessionárias de distribuição, há 36 contratos que vencerão em 2014 e 2015, dois vencerão em 2016 e um, em 2017. Outros 22 contratos expirarão a partir de 2020, e três

cerão a partir de 2030. No segmento de geração, desde 2007, e até 2020, há pelo menos uma concessão expirando por ano. Ao todo, expirarão 114 concessões, das quais, 67 só em 2015.

O montante envolvido é vultoso. Só a título de exemplo, em 2015, serão extintas concessões de geração em montante de 18.000 MW médios<sup>64</sup>. A Tabela 11, a seguir, apresenta o potencial de arrecadação, se houver a licitação e se for a título oneroso. Os cálculos foram feitos variando-se a taxa de desconto

TABELA 11 – LICITAÇÃO DE 18.000 MW MÉDIOS RELATIVOS A CONCESSÕES DE GERAÇÃO QUE SERÃO EXTINTAS EM 2015

TARIFA (R\$/MWh)	TAXA DE DESCONTO	VALOR PRESENTE
70	8%	R\$ 128,64 BILHÕES
70	9%	R\$ 116,63 BILHÕES
70	10%	R\$ 106,45 BILHÕES
80	8%	R\$ 147,02 BILHÕES
80	9%	R\$ 133,29 BILHÕES
80	10%	R\$ 121,66 BILHÕES
90	8%	R\$ 165,39 BILHÕES
90	9%	R\$ 149,96 BILHÕES
90	10%	R\$ 136,86 BILHÕES
100	8%	R\$ 183,77 BILHÕES
100	9%	R\$ 166,62 BILHÕES
100	10%	R\$ 152,07 BILHÕES
110	8%	R\$ 202,15 BILHÕES
110	9%	R\$ 183,28 BILHÕES
110	10%	R\$ 167,28 BILHÕES
120	8%	R\$ 220,52 BILHÕES
120	9%	R\$ 199,94 BILHÕES
120	10%	R\$ 182,48 BILHÕES
130	8%	R\$ 238,90 BILHÕES
130	9%	R\$ 216,60 BILHÕES
130	10%	R\$ 197,69 BILHÕES

concessionárias ainda não assinaram contrato de concessão. No segmento de transmissão, nove concessões expirarão em 2015, enquanto 21 ven-

<sup>64</sup> Workshop sobre Concessões no Setor Elétrico, promovido pela Confederação Nacional da Indústria (CNI). Apresentação: “A Visão dos Agentes Setoriais” – Paulo Pedrosa – ABRACEEL. [www.cni.org.br/portal/main.jsp?lumpageid=40288097122de18801122f29b2bc0aab&lumitemid=8a9015d02140351001215faa3e5a0397](http://www.cni.org.br/portal/main.jsp?lumpageid=40288097122de18801122f29b2bc0aab&lumitemid=8a9015d02140351001215faa3e5a0397). Acessado em 30/06/2009.

e o preço de venda do MWh, para o período de 35 anos de concessão.

Observa-se que um processo licitatório poderá arrecadar para o Poder Concedente entre R\$ 106 bilhões e R\$ 238 bilhões só com as usinas cuja concessão

Entretanto, as notícias não são alvissareiras para o consumidor. O MME acaba de prorrogar as concessões de hidroelétricas, por meio da Portaria nº 331, de 2 de setembro de 2009, conforme Tabela 12 a seguir.

TABELA 12 – CONCESSÕES RECÉM-PRORROGADAS

CONTRATO PRORROGADO	PRAZO PRORROGAÇÃO	DATA VALIDADE
UHE Segredo (COPEL)	20 ANOS	16/11/2009
UHE Derivação (COPEL)	20 ANOS	16/11/2009
UHE Salto Caxias (COPEL)	20 ANOS	05/05/2010
UHE Cavernoso (COPEL)	20 ANOS	08/11/2011

expirará em 2015. Esse valor pode ser até maior, se a taxa de desconto acompanhar a queda da Selic. Faltam ainda as concessões que vencem antes e depois dessa data, que a Tabela 11 não incluiu. E nem se falou aqui do potencial de arrecadação das licitações das concessões de transmissão e de distribuição. Isso mostra a proporção que essa discussão assume.

Por outro lado, há agentes que se mostram preocupados com a licitação onerosa, pois poderia retirar dos agentes (estatais ou privados) a capacidade de investimento em energia nova. Esses agentes defendem uma licitação não onerosa ou pouco onerosa, privilegiando a modicidade tarifária.

Parece que a melhor solução para o consumidor seria a licitação onerosa associada uma tarifa módica, definida pelo Poder Concedente. O processo concorrencial tem o condão de maximizar os recursos arrecadados ao tempo em que mantém as tarifas em valores razoáveis.

Na hipótese de essa recente decisão não ser a tendência para todas as concessões, a reversão poderá vir a ser praticada, mediante indenização aos concessionários. Nesse caso, a RGR é o encargo cuja finalidade principal é a de indenizar os concessionários por investimentos ainda não amortizados na data da extinção das concessões. Provavelmente, só as concessões de distribuição fariam jus a indenizações. Enquanto isso não ocorre, os recursos são aplicados no setor elétrico.

A Eletrobrás remunera a RGR, pelos recursos utilizados, com juros anuais de 5%. Em 31 de dezembro de 2008, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, utilizados em diversos investimentos totaliza R\$ 7,2 bilhões<sup>65</sup>. Esse montante pode ser insuficiente para indenizar os concessionários no momento da reversão. Não está equacionado o problema dessa eventual falta de recursos.

<sup>65</sup> Relatório Anual da Eletrobrás do ano de 2008. pág. 167. Disponível em <http://www.eletronbras.com/elb/data/Pages/LUMISD8C71604PTBRIE.htm>, acessado em 24 de julho de 2009.

Um último aspecto da discussão sobre a renovação das concessões diz respeito aos índices de reajuste dos contratos. O IGP-M, índice que reajusta a maioria dos contratos, é fortemente sensível ao câmbio. As razões para sua adoção foram citadas anteriormente. O Governo tem tentado mudar paulatinamente o índice para o IPCA, mais bem comportado.

Há quem defenda que possíveis diferenças entre os dois índices tendem a desaparecer no médio prazo, o que tornaria indiferente a adoção de um ou de outro. Entretanto, não foi isso que ocorreu nos últimos quinze anos. Desde a adoção do Plano Real, enquanto o IPCA subiu 246,24%, o IGP-M subiu 340,83%<sup>66</sup>. Em face desse fato, seria interessante, para o consumidor, que, no momento da renovação das concessões, os novos contratos adotassem o IPCA como índice de atualização contratual. É um índice mais previsível, e comparável com os preços de vários produtos.

Em face do exposto, apresentam-se aos consumidores e Agentes Públicos comprometidos com a redução da conta de luz:

*Décima sugestão: acompanhar atentamente as discussões sobre a extinção e reversão das concessões do setor elétrico, e lutar para que os recursos sejam aplicados dentro do setor, preferencialmente visando à modicidade tarifária.*

*Décima-primeira sugestão: nos novos contratos de concessão, resultantes da licitação/prorrogação das concessões, recomenda-se adotar o IPC-A como índice de reposição de perdas inflacionárias.*

## 11. RECENTES CORTESIAS À CUSTA DO CONSUMIDOR

As mais recentes ações dos Agentes Públicos continuam sendo em desfavor do consumidor. A Medida Provisória nº 466, de 2009, ora em tramitação, é uma iniciativa oportuna e necessária para disciplinar a transição dos sistemas isolados (SI) para o SIN, que se iniciará neste ano. O regime de funcionamento dos SI difere técnica e legalmente do regime do SIN. Na Tabela 13 abaixo, destacam-se algumas diferenças entre ambos os regimes.

TABELA 13 – ALGUMAS DIFERENÇAS ENTRE SIN E SI

SISTEMA INTERLIGADO	SISTEMAS ISOLADOS
Tem mercado de compra e venda de energia	Não tem mercado de compra e venda.
Paga Proinfa e CDE	Não paga Proinfa nem CDE
Paga CCC-Isol mas não recebe seus recursos	Paga CCC-Isol e recebe seus recursos
Matriz de energia elétrica predominantemente hidráulica, mais barata	Matriz de energia elétrica predominantemente térmica, mais cara

Em face das diferenças expressas na Tabela 13, fica claro que a transição é necessária, porque os SI passarão a fazer parte do SIN e é preciso com-

<sup>66</sup> Ver <http://economia.uol.com.br/financas/investimentos/2009/07/01/ult5346u195.jhtm>, acessado em 10 de julho de 2009.

patibilizar essas diferenças mediante alteração da lei. Há três grandes sistemas isolados no Norte do País – Acre-Rondônia, Manaus e Amapá – que absorvem a maior parte dos recursos da CCC-Isol; além desses, há os sistemas isolados de menor porte: Amazonas (interior) e Roraima (interior). O primeiro grande sistema isolado será interligado em 2009; Manaus e Amapá, em 2011. Os dois últimos, de pequeno porte, permanecem isolados. Até a edição da MP nº 466, de 2009, a CCC-Isol era calculada seguindo os passos abaixo, efetuados pela Eletrobrás<sup>67</sup>, e ajustados pela Aneel, após audiência pública<sup>68</sup>:

- Previsão do montante de energia que será gerada no ano seguinte em todos os Sistemas Isolados. Para 2009, a previsão é de um montante de 8.725.332 MWh-ano;
- Previsão do consumo de combustíveis para gerar esse montante e previsão do preço médio dos combustíveis no ano (preço CIF e sem ICMS), resultando no montante total a ser pago. Para 2009, o valor autorizado é de R\$ 3.015.736.549,43, ante um valor solicitado de R\$ 4.325.876.892,73. Dividindo esse valor autorizado pelo montante de energia, resulta num custo médio de combustível de R\$ 345,63/MWh;
- Uma parte desse valor (R\$ 640.177.608,84) é pago pelos consumidores dos SI. É o chamado *equi-*

*valente hidráulico*, definido anualmente pela Aneel, e que, para 2009, está em R\$ 73,37/MWh. A idéia é que o consumidor dos SI só pague uma tarifa próxima de uma usina hidroelétrica típica;

- A diferença R\$ 272,26/MWh (345,63-73,37) é então multiplicada pela energia gerada no ano para se achar o valor da CCC-Isol (272,26\*8.725.332). O valor resultante (Para 2009, R\$ 2.375.558.890,32) é a cota da CCC-Isol<sup>69</sup> a ser cobrada de todos os consumidores do País, rateada segundo o consumo de cada um.
- No consumo de combustíveis pago pela CCC-Isol estão incluídas as perdas – técnicas e comerciais. Elas são altas nos SI, conforme se depreende da Tabela 14 abaixo, em face da média do SIN (18%).

TABELA 14  
NÍVEL DE PERDAS NOS SISTEMAS ISOLADOS

SISTEMA ISOLADO	NÍVEL DE PERDAS
ACRE	27,2%
RONDÔNIA	33,5%
AMAZONAS	38,8%
AMAPÁ	38,4%
RORAIMA	55,8%

Para os consumidores de todo o País, a contribuição para a geração térmica

<sup>69</sup> Ainda se somam a esse valor eventuais saldos (credores ou devedores) da CCC-Isol do ano anterior e a sub-rogação da CCC, instrumento de incentivo à geração limpa e à redução da CCC, por meio do qual fontes renováveis que substituam geração térmica em SI podem utilizar recursos da CCC a fundo perdido, por um período. Em 2008, o saldo foi devedor em R\$ 395.256.019,47 e a sub-rogação foi de R\$ 95.418.358,33, resultando em cota da CCC-Isol de R\$ 2.470.977.298,92) para o ano de 2009. Para o presente Estudo, não se consideraram esses dois itens adicionais.

<sup>67</sup> Ver <http://www.eletronbras.com/elb/data/Pages/LUMIS59C70657PTBRIE.htm>, acessado em 30/06/09.

<sup>68</sup> Nota Técnica nº 11/2009-SRG-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2009.

nos SI terminava aí. Mas não para os consumidores da própria concessão. A concessionária de distribuição do Sistema Isolado assinava um contrato de fornecimento de energia com os geradores no qual estão embutidos os custos de combustível (assumidos em grande parte pela CCC-Isol), mais os custos de O&M, amortização dos investimentos e ICMS (assumidos pela concessionária). Havia um limite<sup>70</sup> de repasse, acima do qual a concessionária assumia o custo. Dependendo da fonte geradora e da sua potência, o limite variava entre R\$ 75/MWh (gás natural) e R\$ 272/MWh (diesel de pequeno porte). Esse valor se somava ao equivalente hidráulico.

Se, por um lado, a geração térmica é cara e ambientalmente suja, sua existência nos SI beneficia enormemente o caixa dos Estados. É que o combustível vendido para as usinas termoelétricas alavanca a arrecadação do ICMS. Quando os SI forem interligados ao SIN, naturalmente, essa geração térmica entrará numa ordem de mérito, e poderá funcionar apenas esporadicamente. Isso importará uma perda de arrecadação aos Estados recém-interligados, que vêm se mostrando inconformados com ela. A solução para esse impasse, proposta na MP nº 466, de 2009, é, mais uma vez, injusta com o consumidor: aumentar o encargo P&D em 30%, e utilizar esse recurso para compensar a perda de arrecadação de ICMS dos Estados. Pergunta-se: o que os consu-

midores de todo o País têm a ver com essa perda de arrecadação? Nada. Não bastasse o encargo que, desde a década de 1970 o consumidor paga para mitigar a tarifa do consumidor do Norte, ainda terá que compensar a perda de arrecadação dos Estados. Sem entrar no mérito da compensação, o fato é que não é o consumidor que deveria arcar com ela, e sim o contribuinte.

Mas a MP nº 466, de 2009, ainda propõe uma alteração pouco perceptível aos leigos na forma de cálculo da CCC-Isol. Até sua edição, esse encargo cobria o custo do combustível, como mostrado acima. Agora, cobrirá todo o contrato. Vale dizer que os consumidores de todo o País absorverão os custos totais dos contratos (combustível, ICMS, O&M e amortização de investimentos, além da logística de geração de energia em locais remotos e esparsos), o que poderá aumentar enormemente a CCC-Isol. Ademais, substitui-se o conceito de equivalente hidráulico pelo conceito de “custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do Sistema Interligado Nacional (SIN)” (estimado em torno de R\$ 100/MWh).

Em outras palavras, o consumidor do SI deixará de pagar entre R\$ 148/MWh e R\$ 345/MWh (soma do equivalente hidráulico e do limite de repasse) para pagar cerca de R\$ 100/MWh, reduzindo sua tarifa. Por outro lado, os consumidores do País assumirão essa diferença. Isso é injusto. Políticas regionais não devem ser feitas via tarifa de energia.

<sup>70</sup> Ver Resolução Aneel nº 335, de 2008. Esse Regulamento buscava imputar limites à ineficiência histórica dos Sistemas Isolados. Com a publicação da MP nº 466, de 2009, esses limites serão desconsiderados.

Outro fantasma que está assustando o consumidor mais esclarecido vem da política externa e decorre do recente acordo entre o Governo Federal e o Governo do Paraguai para pôr fim ao contencioso entre os dois Países em relação ao Tratado de Itaipu. O consumidor, mais uma vez, deverá assumir a conta, e ela pode ser bem salgada.

Para entender um pouco melhor a questão, deve-se voltar um pouco no tempo. O Governo Federal fez recentemente uma concessão ao Paraguai, por meio da Lei nº 11.480, de 2007, que autorizou retirar o fator anual de ajuste – a correção monetária prevista no Tratado de Itaipu – da tarifa dos consumidores do Paraguai. Essa concessão foi assumida pelo Tesouro do Brasil, em face de reclamações paraguaias quanto aos termos do Tratado de Itaipu. Para entender o que está por trás dessa Lei, é preciso lembrar que o Tratado prevê uma tarifa fixada anualmente com base nos seguintes custos:

- a. Custo de exploração da Usina, apurado anualmente em dólar americano;
- b. Juros da dívida, apurado anualmente conforme contratos;
- c. Principal da dívida, apurado anualmente conforme contratos;
- d. Custos administrativos (US\$ 0,05/MWh, dólar de 1986);
- e. Royalties (US\$ 0,65/MWh, dólar de 1986);
- f. Cessão da energia do Paraguai (US\$ 0,30/MWh, dólar de 1986);

Os itens a) e d) são pagos, respectivamente, para cobrir os custos da Usina e das comercializadoras (Eletrobrás,

no Brasil, e Ande, no Paraguai), e não são objeto de nenhuma controvérsia. Os itens b) e c) são pagos aos credores brasileiros e também não são questionados pelos paraguaios. O item f) quantifica a obrigação de o Paraguai vender para o Brasil o restante da metade da energia de Itaipu a que ele tem direito e que a Ande não consome. A Eletrobrás compra essa energia ao preço estabelecido no Tratado, incluindo o adicional previsto nesse item.

Recentemente, por meio de Notas Diplomáticas trocadas entre os dois Países, acordou-se introduzir um fator multiplicativo de 4 sobre os itens d) e e), e 5,1 sobre o item f), resultando nos seguintes valores, assumido pelos consumidores:

- d) Custos administrativos (US\$ 0,20/MWh, após Notas Diplomáticas);
- e) Royalties (US\$ 2,60/MWh, após Notas Diplomáticas);
- f) Cessão da energia do Paraguai (US\$ 1,53/MWh, após Notas Diplomáticas);

O Governo brasileiro ainda está propondo aumentar o item f) por um fator multiplicativo de 3, resultando num preço de cessão de US\$ 4,59/MWh. O Tratado prevê que, sobre os empréstimos, incide também uma correção monetária em dólar, para recuperar eventual desvalorização da moeda americana ao longo dos 50 anos de duração da dívida; mais recentemente, o Paraguai passou a questionar essa correção.

Em face disso, o Governo Federal concordou em retirar essa correção

monetária da parcela da energia vendida ao Paraguai e, para isso, editou medida provisória, que se converteu na Lei nº 11.480, de 2007. Pela Lei e regulamentos<sup>71</sup>, estabeleceu-se:

- Retirar o fator de reajuste da inflação americana dos contratos de financiamento firmados entre Eletrobrás e Itaipu bem como dos créditos que o Tesouro Nacional detém junto a Itaipu; desde dezembro de 2007, essa retirada já reduziu a dívida de Itaipu com o Brasil em US\$ 2.067.005.124,19, que está contabilizada numa rubrica denominada VSD (Valor da Diferença entre Saldos Devedores). As diferenças, calculadas anualmente, serão acumuladas no VSD, até 2023, data da extinção da dívida de Itaipu. Do VSD, já está deduzida a parcela de reajuste do consumo paraguaio, a que o Tesouro renunciou, no limite de 6%.
- Todo ano, amortizar o VSD mediante recursos oriundos da tarifa paga pelos consumidores brasileiros. O saldo não amortizado, denominado *ativo regulatório*, é crédito que a Eletrobrás detém junto aos consumidores brasileiros a ser recebido futuramente. Para 2009, o ativo regulatório acumulado desde 2007 corresponde<sup>72</sup> a US\$ 1.845.446.124,19. Desde a Lei nº 11.480, de 2007, Itaipu deixou de pagar esse valor ao credor Eletrobrás; conseqüentemente, a tarifa de

Itaipu fica menor, e a Eletrobrás Comercializadora (que vende a energia de Itaipu no Brasil) cobra menos do consumidor. Por outro lado, a Lei garante que o ativo regulatório será amortizado mediante fluxo financeiro a ser incluído como nova parcela na tarifa. Para o consumidor, o resultado dessa mudança contábil *ainda* é neutra.

- A diferença entre o VSD e o ativo regulatório é o montante a ser amortizado via tarifa (para 2009, US\$ 214.989.310,98). Esse montante é repassado para Eletrobrás (para 2009, US\$ 108.298.737,69) e para o Tesouro Nacional (para 2009, US\$ 106.690.573,29).

Um detalhe da Lei, pouco claro, é que, se a retirada do fator de ajuste incidente sobre todo o crescimento do consumo paraguaio da energia de Itaipu imputar perda ao Tesouro Nacional acima de 6%, o excesso será absorvido pelo consumidor brasileiro e não pelo Tesouro Nacional (contribuinte). Qual será o impacto? Não há clareza quanto a isso. Mas os consumidores brasileiros arcarão com ele, não os de todo o País, só aqueles atendidos pelas concessionárias que detêm cotas de Itaipu<sup>73</sup>.

O grande fantasma os consumidores da energia de Itaipu, entretanto, não está nesse provável impacto futuro.

<sup>71</sup> Ver Decreto nº 6.265, de 2007, Portaria MME/MF nº 313, de 2007, e Portaria MME/MF nº 318, de 2007.

<sup>72</sup> Ver Portaria Interministerial MME/MF nº 298, de 2008.

<sup>73</sup> Pela Lei de Itaipu, as trinta concessionárias seguintes são obrigadas a comprar energia de Itaipu, cotada em dólar americano e convertida para reais: AES-Sul, RGE, Light, Ampla, Bandeirante, Caiuá, Cemat, Celsc, CNEE, CEB, Celg, Cemig, CEEE, EMG, CLFM, CJE, CLFSC, CPPE, CPFL-Paulista, CPFL-Piratininga, CSPE, Copel, DMEPC, Elektro, Eletropaulo, EDEVP, EEB, Enersul, Escelsa e Ienergia.

Está no recente acordo firmado entre o Governo Brasileiro e o Governo Paraguai. Pelo Acordo, a energia excedente do Paraguai deixa de ser repassada para a Eletrobrás Comercializadora, e o Paraguai a negociará diretamente no mercado brasileiro. Isso representa cerca de 38.000.000 MWh, ou 17% da energia consumida pelas concessionárias detentoras das cotas de Itaipu. A tarifa atual de Itaipu é de cerca de US\$ 53,3/MWh<sup>74</sup>, ou cerca de R\$ 100/MWh. Por quanto o Paraguai venderá essa energia no Brasil? Estima-se que poderá alcançar o custo marginal de expansão, cerca R\$ 130/MWh, causando um aumento imediato de até 30% no valor pago pela mesma energia que o consumidor da energia de Itaipu já tem contratada.

Outro problema para o consumidor da energia de Itaipu é que o Paraguai pode querer vender essa energia no mercado livre, deixando os consumidores cativos a descoberto. Nesse caso, o mercado cativo teria que se suprir mediante leilões de energia nova, o que pode encarecer ainda mais sua tarifa, pois é grande a chance de se ter que contratar caras termoelétricas para substituir a energia hidroelétrica de Itaipu. O Governo brasileiro afirma, entretanto, que só a energia excedente é que seria vendida ao mercado livre. Se isso se verificar, é menos grave para o consumidor cativo.

Outro impacto importante é o efeito desse Acordo sobre a aplicação da

<sup>74</sup> Soma dos custos da energia cedida (US\$ 43,80/MWh), ativo regulatório (US\$ 3,00/MWh), cessão de energia (US\$ 1,70/MWh) e transmissão de Itaipu (US\$ 6,5/MWh)

Lei nº 10.480, de 2007. A amortização do ativo regulatório, hoje, é cobrada sobre a comercialização de 94% da energia de Itaipu (6% são assumidos pelo Tesouro Nacional). Desses 94%, exatos 50% pertencem ao Brasil e outros 44% são energia do Paraguai vendidas no Brasil pela Eletrobrás Comercializadora. Quando o Paraguai passar a comercializar os 44% da sua energia diretamente no Brasil, estará desobrigado de pagar o ativo regulatório, que só existe para a Eletrobrás. Nesse caso, o ativo regulatório passará a ser amortizado sobre os 50% da energia que pertence ao Brasil, cuja comercialização permanecerá sob responsabilidade da Eletrobrás Comercializadora. Haverá um aumento automático na tarifa de Itaipu vendida às trinta concessionárias de distribuição, com impactos financeiros imediatos na tarifa.

## 12. CONCLUSÕES

O caminho da justiça costuma não ser o mais fácil, mas nem por isso, deve deixar de ser trilhado. O presente Estudo procurou mostrar que, sob o prisma do consumidor, a conta de luz é injusta, pois é eivada de itens que não deveriam estar sendo cobrados, ou cuja dose está muito elevada. O contribuinte deveria arcar com eles, e não o consumidor.

A assunção, pelo contribuinte, de encargos e subsídios oriundos de políticas públicas, teria de se submeter ao processo legislativo previsto na Constituição Federal. Há três peças que direcionam as despesas orça-

mentárias de cada Ente Federativo: o Plano Plurianual (PPA), com quatro anos de vigência, e que condiciona as outras duas peças; a Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO), aprovada no primeiro semestre de cada ano; e a Lei Orçamentária Anual (LOA), aprovada no segundo semestre de cada ano, para vigor no ano seguinte. Para qualquer despesa orçamentária, impõe-se a previsão da origem da receita que a suportará. Os orçamentos da União, dos Estados e dos Municípios são de iniciativa privativa dos respectivos Poderes Executivos, cabendo aos Poderes Legislativos a aprovação, com pouca margem de ajuste. Esse ritual anual tem a enorme vantagem de tornar transparente, para a sociedade, qualquer despesa com recursos públicos.

O ritual para a criação de um encargo ou subsídio na conta de luz do consumidor é menos trabalhoso. Basta a aprovação de uma lei – de iniciativa parlamentar ou do Presidente da República – com essa previsão. Não é preciso prever receita orçamentária, pois ela virá automaticamente do consumidor. Não é necessário discutir anualmente o assunto: uma vez aprovado, o encargo ou subsídio é perenizado na conta de luz. Esse ritual simplificado torna a imputação de novas despesas ao consumidor um caminho mais fácil e tentador para se praticarem políticas públicas. Mas, como o Estudo procurou mostrar, além de pouco transparente, não é o mais justo.

Em relação à redução do peso dos tributos sobre a conta de luz, há dificul-

dades políticas. É muito difícil para os Poderes Executivos tomarem iniciativas que reduzam sua arrecadação. Mas é viável, pelo menos, distribuir com mais equidade o peso dos tributos com outros contribuintes, mantendo o nível de arrecadação.

O conceito de justiça, aqui, se associa ao conceito de eficiência, e ultrapassa as fronteiras do setor elétrico. Os países com visão estratégica acurada e de longo prazo lutam para manter o custo da energia em níveis baixos, ainda que artificialmente, mediante subsídios externos ao setor. A energia é insumo fundamental e item importante na planilha de custos de qualquer processo produtivo. A redução dos preços atuais da energia causaria impacto positivo em toda a economia, com efeitos benéficos para a produção, o nível de empregos e até para a arrecadação.

O Brasil possui recursos energéticos capazes de manter o preço da energia em valores muito competitivos em comparação com seus concorrentes mundiais. Infelizmente, a conta de luz tem estado acima desse nível competitivo, por força de uma tributação exagerada e da adição de custos exógenos ao setor elétrico, resultantes de políticas públicas que deveriam ser arcadas pelo contribuinte. Os Agentes Públicos e os consumidores que vêm questionando a conta de luz têm razão em empreender essa cruzada.

Como se depreende dos diversos aspectos levantados ao longo do presente Estudo, a conta de luz é uma construção de várias mãos. Se ela está

alta, isso se deve a um conjunto de fatores cuja responsabilidade deve ser distribuída entre vários atores. Havendo vontade política para enfrentar as reconhecidas dificuldades, é possível fazer muito para reduzir substancialmente a conta de luz. A seguir, relembram-se as onze sugestões que foram exaradas ao longo do Estudo:

1. Os Agentes Públicos deveriam defender uma tributação equilibrada e maior transparência na apresentação da carga tributária a que a conta de luz está submetida. Em particular, defender uma distribuição mais equitativa da carga tributária com outros contribuintes. A PIS/COFINS poderia voltar a ser cobrada pelo sistema cumulativo, e o ICMS poderia ser cobrado com alíquota tal que produzisse receita equivalente a uma cobrança "por fora".
2. Os Agentes Públicos deveriam defender a transferência, para o contribuinte, dos subsídios hoje pagos pelo consumidor de energia elétrica.
3. O consumidor deve apoiar firmemente a construção de usinas hidroelétricas com reservatório, pois essa é a fonte de geração e a forma de armazenamento de energia mais baratos que existem. Paralelamente, deve apoiar também as justas compensações socioambientais pelos danos decorrentes da construção das hidroelétricas. O aproveitamento pleno dos potenciais hidráulicos brasileiros terá impacto benéfico duradouro sobre a modicidade tarifária. E reciprocamente: se o potencial hidráulico remanescente não for realizado, a conta de luz sofrerá pesado impacto
- devido à construção de caras usinas termoelétricas.
4. Os Agentes Públicos deveriam solicitar do Governo Federal um prognóstico dos reais impactos das decisões que provoquem aumento nas tarifas de energia elétrica.
5. O consumidor deve analisar detidamente o Plano Decenal de Expansão preparado pela EPE, verificando, em relação às linhas de transmissão, se o Plano está garantindo um nível razoável (mas não excessivo) de confiabilidade do sistema, e se as opções escolhidas estão suficientemente estudadas.
6. O consumidor deve ficar de olho nas perdas – técnicas e comerciais – e suas trajetórias, no momento das audiências públicas convocadas para a discussão das revisões periódicas da sua concessionária. É importante questionar a Aneel quanto à trajetória de queda, e se ela está aderente ao "benchmark" do setor.
7. Os Agentes Públicos das diversas esferas devem atuar para que as perdas irrecuperáveis por motivações sociais e as inadimplências de órgãos públicos sejam suportados pelos contribuintes.
8. A União poderia dar autonomia financeira e independência administrativa aos Conselhos de Consumidores, mediante criação de encargo específico, e criar uma confederação nacional de conselhos, de modo a propiciar condições para que os representantes dos consumidores estejam presentes

em todas as discussões técnicas junto ao Poder Executivo, com respaldo de assessoria técnica própria.

9. O consumidor deve ficar atento ao comportamento do Fator X de sua concessionária na próxima revisão periódica, e cobrar da Aneel uma mudança de metodologia, se ficar provado que os ganhos de eficiência estão sendo consumidos por declaração de investimentos de sua concessionária que não foram realizados.

10. Os Agentes Públicos e os consumidores devem acompanhar atentamente as discussões sobre a extinção e reversão das concessões do setor elétrico, e lutar para que os recursos sejam aplicados dentro do setor, preferencialmente visando à modicidade tarifária.

11. Os Agentes Públicos deveriam diligenciar para que, nos novos contratos de concessão, resultantes da licitação/prorrogação das concessões, fosse adotado o IPC-A como índice de reposição de perdas inflacionárias.

Algumas dessas sugestões, se adotadas, reduziriam a pressão sobre a conta de luz. Outras não se traduziriam em redução imediata das tarifas, mas poderiam contribuir estruturalmente para a modicidade tarifária. A Tabela 15, a seguir, resume esses principais focos de pressão, quem é o responsável por eles, e que solução se propõe para se reduzir a pressão.

Se adotadas, as medidas propostas têm o potencial para reduzir imediatamente a conta de luz média no Brasil, dos

atuais 161,54%<sup>75</sup> (em relação à soma de G, T e D), para abaixo de 144,19%<sup>76</sup> (mediante a retirada de 9,52% de encargos e 2,51% de subsídios). A redução de tributos poderia contribuir com uma queda adicional, também imediata, de 7% (2% com PIS/COFINS e 5% com ICMS), trazendo a conta de luz média para abaixo de 134,76% (em relação à soma de G, T e D). Trata-se de uma queda substancial, cerca de 16,6% (134,76/161,54), no valor da conta de luz média do País.

Mas a conta de luz poderia cair ainda mais, com o acompanhamento contínuo sobre os outros itens, que fazem parte da estrutura tarifária (G, T e D). Para isso, devem-se envidar esforços pela construção de hidroelétricas com reservatório, pela redução das perdas nos sistemas de distribuição, pela vigilância sobre o Fator X, pela razoabilidade no retorno sobre o capital próprio das concessionárias, pelo investimento em estudos que embasam o Plano Decenal de Expansão e pela construção de um modelo de renovação das concessões que beneficie o consumidor. Todos esses itens, se adequadamente ajustados, podem ter um impacto em longo prazo positivo sobre a base de cálculo (G, T e D), contribuindo para mitigar a tendência ao crescimento do custo marginal de expansão.

<sup>75</sup> Nesse valor está incluída a CIP, estimada com base em dados efetivos da CEB-Distribuição. Contudo, não há dados efetivos sobre essa Contribuição. Sua exclusão levaria a conta de luz média do Brasil ao patamar de 150,34%.

<sup>76</sup> Não estão incluídos, nesse número, os encargos e subsídios pagos pelos segmentos de Geração e Transmissão, por estarem embutidos no preço de venda da energia e na TUST. A retirada desses encargos e subsídios pode reduzir ainda mais a conta de luz.

TABELA 15 – FOCOS DE PRESSÃO SOBRE A CONTA DE LUZ

FOCO DE PRESSÃO	RESPONSÁVEL	SOLUÇÃO PROPOSTA
PIS/COFINS	Poderes Executivo e Legislativo Federais	No setor elétrico, retornar a cobrança do PIS/COFINS ao sistema cumulativo;
ICMS	Poderes Executivo e Legislativo Estaduais;	Reduzir a alíquota de tal forma que o valor efetivo de cobrança “por fora” se iguale ao valor declarado ao consumidor;
CIP	Poderes Executivo e Legislativo Municipais;	Não criar a CIP e continuar financiando a iluminação pública com IPTU;
RGR	Poder Legislativo Federal	Extinguir a RGR em 2010;
CCC	Poderes Executivo e Legislativo Federais	Acelerar a interligação dos sistemas isolados ao SIN; transferir para o contribuinte o pagamento das cotas da CCC;
TFSEE	Poder Executivo Federal	Não contingenciar esses recursos e devolver o eventual excesso da arrecadação anual aos consumidores;
PROINFA	Poderes Executivo e Legislativo Federais	Reduzir fortemente a tributação incidente na cadeia produtiva das fontes participantes do Programa;
CDE	Poderes Executivo e Legislativo Federais	Transferir para o contribuinte o pagamento pelas cotas da CDE;
IRRIGAÇÃO E AQUICULTURA	Poderes Executivo e Legislativo Federais	Transferir para o contribuinte o pagamento desse subsídio;
BAIXA RENDA	Poderes Executivo e Legislativo Federais	Transferir para o contribuinte o pagamento desse subsídio;
COOPERATIVAS	Poderes Executivo e Legislativo Federais	Transferir para o contribuinte o pagamento desse subsídio;
FONTES INCENTIVADAS	Poderes Executivo e Legislativo Federais	Transferir para o contribuinte o pagamento desse subsídio;
UNIVERSALIZAÇÃO	Poderes Executivo e Legislativo Federais	Transferir para o contribuinte o pagamento desse subsídio;
CONSUMIDORES RURAIS	Poderes Executivo e Legislativo Federais	Transferir para o contribuinte o pagamento desse subsídio;
ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	Poderes Executivo e Legislativo Federais	Transferir para o contribuinte estadual o pagamento desse subsídio;
VETO A HIDROELÉTRICAS COM RESERVATÓRIO	Poderes Executivos Federal e Estaduais e Poder Judiciário	Convencer-se da importância de se construírem essas obras, e acelerar a outorga de licenças ambientais;
CRESCIMENTO DA TUST	Poder Executivo Federal (EPE e MME)	Aprofundar os estudos do Plano Decenal de Expansão, para não exagerar o nível de confiabilidade da rede de transmissão e para oferecer mais de uma opção de um mesmo empreendimento de transmissão a ser licitado, com vistas a fomentar a concorrência;
REMUNERAÇÃO DO CAPITAL PRÓPRIO DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO	Poder Executivo Federal (Aneel)	Tornar anual o cálculo do custo de oportunidade e a estrutura de capital, em cada ciclo de revisão periódica;
PERDAS TÉCNICAS E NÃO-TÉCNICAS	Poder Executivo Federal (Aneel) e Concessionárias de Distribuição	Estabelecer metas mais rígidas para as concessionárias reduzirem as perdas técnicas e não-técnicas;
PERDAS TÉCNICAS E NÃO-TÉCNICAS	Poderes Executivo e Legislativo Federais e Estaduais	Transferir para o contribuinte o ônus das perdas não-técnicas por motivações sociais e por inadimplências de órgãos públicos
FATOR X	Poder Executivo Federal (Aneel)	Mudar metodologia de cálculo do Fator X, se ficar evidente que os ganhos de eficiência estão sendo consumidos por declaração de investimentos das concessionárias excessivos ou que não se materializam;
VENCIMENTO DE CONCESSÕES	Poderes Executivo e Legislativo Federais	Recursos arrecadados com prorrogação ou licitação de concessões deveriam permanecer no setor elétrico;

A luta pela modicidade tarifária deve ser permanente e sem tréguas. E não é uma luta para um só ator. O consumidor, principal interessado, também se deve capacitar, através dos seus órgãos de defesa, para acompanhar *pari passu* todas as decisões de seu interesse nesse tema de alta complexidade técnica, em todas as esferas de poder, orientando os formuladores de política sobre os caminhos mais eficientes para o País. E esses caminhos certamente passam por uma conta de luz módica.

## Agradecimentos

Agradeço aos Consultores Legislativos Marcos José Mendes de Paulo Springer de Freitas, da Consultoria Legislativa do Senado Federal, pelas sugestões oferecidas ao longo do desenvolvimento desse trabalho e pelas revisões do texto. Agradeço à Aneel, por disponibilizar as informações sobre todas as concessionárias do País. Em particular agradeço a Flávia Lis Pederneiras, Especialista em Regulação, pela paciência e boa vontade em dirimir as dúvidas. Finalmente, agradeço a Ailton Oliveira de Almeida, Analista da Secretaria Especial de Informática do Senado Federal (PRO-DASEN), que preparou a interface amigável para consulta do banco de dados com informações de todas as concessionárias do País.

## Edmundo Montalvão

Consultor Legislativo do Senado Federal desde 2002  
Engenheiro Eletricista (UnB), 1977;  
Especialização em Sistemas de Potência (UnB), 1980;  
Especialização em Energia Elétrica (Ecole Supérieure d'Electricité, Paris), 1981;  
MBA em Gestão (Fundação Dom Cabral), 2.000;

Especialização em Tecnologia Digital (UnB), 1994;  
Especialização em Direito Legislativo (UFMS), 2004;  
Doutorado em Proteção de Sistemas de Potência (Université de Paris XI), 1984.  
Engenheiro Junior da Eletronorte (1978-1980);  
Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Elétrica da UnB (1984-1987);  
Sub-chefe do Departamento de Engenharia Elétrica da UnB (1985-1986);  
Engenheiro Senior da Main Engenharia (1988-1989);  
Engenheiro Senior da Eletronorte 1989-1998;  
Chefe de Gabinete do Diretor-Geral da ANEEL 1998-2002.

## Publicações

PBORNARD, M.CARVALLO, E.MONTALVÃO, M.PAVARD., "Digital Relaying Applied to EHV Transmission Lines Algorithms and Architecture of Arithmetic and Logic Processors". Proceedings of Eighth Power Systems Computation Conference. Helsinki, 19 a 24 agosto de 1984.

L.Morhy, a. Baltar, D.C. Leininger, E. Montalvão, P. A. C. Sena. "O Vestibular na UnB" - 1º Seminário sobre o Vestibular na UnB. Brasília, dezembro de 1985.

J. Daldegan Jr., G. L. C. Nicola e E. Montalvão. "Otimização de Projetos de Sistemas Integrados de Aterramento de Subestações e Linhas de Transmissão". VIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, 1986.

F. D. Freitas, E. Montalvão et all. "Implantação de uma Proteção Digital de Distância". X SNPTEE, 1989.

J. G. Tannuri, E. Montalvão et. All. "Contrôle Supplémentaire Discret pour Assurer la Stabilité du Réseau d'Eletronorte - Une Application du Relais R-Rpoint pour le Déclenchement de la Production sur l'Interconexion N-NE" - Sessão Bienal da CIGRÉ - Paris, setembro de 1990.

M. J. Maia, E. Montalvão et. All. "Transmissão da Amazônia: Avaliação da Transmissão em Sistemas Hexafásicos". XI SNPTEE, 1991.

A. d'Ajuz, E. Montalvão et. All. "Linhas de Transmissão com Cabos Pára-Raios Energizados - Uma Solução Econômica para o Suprimento a Comunidades Isoladas". XII SNPTEE, 1993.

A. d’Ajuz, E. Montalvão et. All. “Implantação de Cabos Pára-Raios Energizados em Linhas de 230 kV no Sistema Rondônia”. XIII SNPTEE, 1995.

E. Montalvão, A. d’Ajuz et all. “Estudos de Proteção de Pára-Raios Energizados (PRE): Um Sistema Pioneiro no Brasil”. V Seminário Técnico de Proteção e Controle – STPC, 1995.

O. A. Abbud, E. Montalvão - “A Crise de Energia de 2001 Deveu-se à Reestruturação do Setor Elétrico? Para Onde Seguir Após a Crise?” - Revista de Informação Legislativa nº 157, janeiro-março de 2003.

E. Montalvão – “O Setor Elétrico e o Horário de Verão”. Texto Para Discussão nº 19 da Consultoria Legislativa do Senado Federal, disponível em [http://www.senado.gov.br/conleg/textos\\_discussao.htm](http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao.htm).

E. Montalvão – “Impacto De Tributos, Encargos E Subsídios Setoriais Sobre As Contas De Luz Dos Consumidores”. Texto Para Discussão nº 62 da Consultoria Legislativa do Senado Federal, disponível em [http://www.senado.gov.br/conleg/textos\\_discussao.htm](http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao.htm).

## ANEXO 1

### COMO TRANSFORMAR AS ALÍQUOTAS “POR DENTRO” DE ICMS E DO PIS/COFINS, INCIDENTES SOBRE A CONTA DE LUZ, PARA AS RESPECTIVAS ALÍQUOTAS “POR FORA”

Para exemplificar a diferença entre a tributação “por dentro” e a tributação “por fora”, suponha que a alíquota do ICMS seja de 20%, incidente sobre a venda de um produto qualquer; suponha ainda que a receita do comerciante, sem o ICMS, com a venda do

produto fosse R\$ 100,00. O ICMS a ser cobrado seria, então, R\$ 20,00, certo? Errado! Seria R\$ 20,00 se a forma de cobrança do ICMS fosse “por fora”, ou seja, se o próprio imposto não integrasse a sua base de cálculo. Mas não é isso que a legislação determina. A Lei Complementar nº 87, de 1996, que regulamenta o art. 155 da Constituição, que trata do ICMS, determina que:

*Art. 1º Compete aos Estados e ao Distrito Federal instituir o imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, ainda que as operações e as prestações se iniciem no exterior.*

*Art. 2º O imposto incide sobre:*

.....  
 .....

*Art. 13 A base de cálculo do imposto é:*

.....  
 .....

*§ 1º Integra a base de cálculo do imposto:*

*I – o montante do próprio imposto, constituindo o respectivo destaque mera indicação para fins de controle; (grifo nosso)*

*§ 2º Não integra a base de cálculo do imposto o montante do Imposto sobre Produtos Industrializados, quando a operação, realizada entre contribuintes e*

*relativa a produto destinado à industrialização ou à comercialização, configurar fato gerador de ambos os impostos.*

.....  
 .....

Diz-se que um imposto é calculado “por dentro” quando o próprio imposto integra sua base de cálculo, como determina a Lei Complementar para o ICMS. Desse modo, a base de cálculo do ICMS é a *receita do comerciante mais o próprio ICMS*. Em outras palavras, os R\$ 100,00 correspondem apenas a 80% da base de cálculo do ICMS. Os outros 20% são o próprio ICMS. Então, uma regra de três simples mostra que a base de cálculo será R\$ 125,00 (R\$ 100,00/80%), e, conseqüentemente, a alíquota do ICMS de 20% aplicável sobre R\$ 125,00 corresponde a R\$ 25,00. Se esses mesmos R\$ 25,00 fossem cobrados “por fora”, corresponderiam a uma alíquota de 25%, e não de 20% como é apresentada ao consumidor.

Compreensivelmente, o consumidor tem dificuldade de acompanhar esse raciocínio, já que a cobrança “por dentro” é um método complicado, pouco transparente de cobrança de tributo, pois leva o consumidor a acreditar que a alíquota publicada é a que está sendo cobrada dele, o que não é verdade. A maneira justa de apresentar a alíquota ao contribuinte é “por fora”, pois permite a ele ter uma percepção direta de quanto está pagando de tributos.

No presente estudo, todos os cálculos são feitos “por fora”, razão pela qual se apresentará a maneira de transformar a alíquota “por dentro”, apresentada nas contas de luz, para a sua equivalente alíquota “por fora”.

O art. 155, § 3º, da Constituição determina que apenas o ICMS incide sobre operações internas relativas a energia

elétrica. Assim, o consumidor-contribuinte de energia elétrica paga apenas esse imposto. Por outro lado, contribuições não devem fazer parte da base de cálculo do ICMS. Conforme estabelece a Lei nº 10.833, de 2003, o contribuinte do PIS/COFINS são as pessoas jurídicas (vale dizer, as concessionárias de serviços distribuição de energia elétrica) e que a sua base de cálculo é a receita bruta das concessionárias. A alíquota é aplicada “por dentro”. Desse modo, conquanto o consumidor de energia elétrica não seja contribuinte direto dessas contribuições, elas são repassadas a ele, por força da legislação. Por isso, essas contribuições são destacadas na conta de luz e não integram a base de cálculo do ICMS.

Em função disso, o cálculo para transformação dos tributos “por dentro” para tributos “por fora” inclui tanto o ICMS como o PIS/COFINS. Adotando a seguinte nomenclatura para os dados conhecidos:

- R – receita bruta da concessionária em reais;
- I – ICMS em reais;
- P – PIS/COFINS em reais;
- C – conta de luz em reais;
- i – alíquota do ICMS em % “por dentro” (= I/C);
- p – alíquota do PIS/COFINS em % “por dentro” (= P/C).

Transformar alíquotas “por dentro” do ICMS e do PIS/COFINS para alíquotas “por fora” é o mesmo que calcular o valor de I/R (alíquota do ICMS em relação à receita bruta da concessionária) e de P/R (alíquota do PIS/

COFINS em relação à receita bruta da concessionária).

A relação entre a conta, a receita e os tributos é dada, em reais, por:

$$C = R + I + P \quad (1)$$

Sabe-se também que as alíquotas  $i$  e  $p$  valem:

$$i = I/C \quad (2)$$

$$p = P/C \quad (3)$$

Cálculo da Alíquota do ICMS “por fora”:

A partir da equação (1), pode-se chegar à alíquota do ICMS “por fora” ( $I/R$ ):

$$R + I = C - P$$

$$(R + I)/R = (C - P)/R$$

$$1 + I/R = (C - P)/R$$

$$I/R = (C - P)/R - 1 = [C(1 - P/C)]/R - 1$$

$$I/R = [(1 - P/C)/(R/C)] - 1 \quad (4)$$

Por outro lado, da equação (1), pode-se escrever:

$$R = C - I - P \quad (5)$$

Dividindo a equação (5) por  $C$ , tem-se:

$$R/C = 1 - I/C - P/C \quad (6)$$

Aplicando (2) e (3) em (6), obtém-se:

$$R/C = 1 - i - p \quad (7)$$

Substituindo as equações (3) e (7) na equação (4):

$$I/R = [(1 - p)/(1 - i - p)] - 1 \quad (8)$$

Simplificando a equação (8), obtém-se, finalmente, a alíquota do ICMS “por fora”, a partir das alíquotas de ICMS “por dentro” e do PIS/COFINS “por dentro”:

Cálculo da alíquota do PIS/COFINS “por fora”:

$$I/R = i/(1 - i - p) \quad (9)$$

Da equação (1), pode-se escrever:

$$R + P = C - I, \text{ ou}$$

$$(R + P)/R = (C - I)/R, \text{ ou}$$

$$1 + P/R = (C - I)/R$$

Logo,

$$P/R = (C - I)/R - 1 = [(1 - I/C)/(R/C)] - 1 \quad (10)$$

Substituindo as equações (2) e (7) em (10), obtém-se:

$$P/R = [(1 - i)/(1 - i - p)] - 1 \quad (11)$$

Finalmente, simplificando a equação (11), obtém-se a alíquota do PIS/COFINS “por fora”, a partir das alíquotas de ICMS “por dentro” e do PIS/COFINS “por dentro”:

$$P/R = p/(1 - i - p) \quad (12)$$

A tabela A1.1 a seguir mostra uma transformação parametrizada de alíquotas “por dentro” de ICMS e PIS/COFINS para alíquotas “por fora”, com base nas equações (9) e (12). Destaca-se o efeito combinado de ambas as alíquotas “por dentro” sobre o resul-

TABELA A1.1 – EXEMPLO DE CONVERSÃO DE ALÍQUOTAS “POR DENTRO” PARA ALÍQUOTAS “POR FORA”

ALÍQUOTAS POR DENTRO		ALÍQUOTAS-EQUIVALENTES POR FORA	
ICMS	PIS/COFINS	ICMS	PIS/COFINS
15%	5%	18,75%	6,25%
15%	10%	20,00%	13,33%
20%	5%	26,67%	6,67%
20%	10%	28,57%	14,29%
25%	5%	35,71%	7,14%
25%	10%	38,46%	15,38%
30%	5%	46,15%	7,69%
30%	10%	50,00%	16,67%

tado final das alíquotas “por fora”, evidenciado pela observação das citadas equações.

## ANEXO 2

### FALHAS DE MERCADO

A abordagem das falhas de mercado se tornou muito popular desde os anos 1960, e tem justificado muitos programas governamentais. Seis são as principais situações em que ocorrem falhas de mercado:

1. Falha na concorrência – quando há poucos agentes compartilhando o mercado, caracteriza-se um monopólio ou um oligopólio, no qual a(s) empresa(s) dominante(s) dita(m) os preços, e não mais o mercado. Pode ocorrer também que, em determinadas atividades, uma única empresa produz um bem ou um serviço de forma mais eficiente do que várias empresas. A essa situação se denomina *monopólio natural*. É que ocorre em

atividades onde se requer uma rede, como é o caso das redes de distribuição do sistema elétrico: não é possível que duas empresas distribuidoras concorram pelo atendimento de uma rua, por exemplo, pois a menos eficiente inevitavelmente irá à falência. Insatisfações quanto ao preço do produto ou do serviço costumam ocorrer, nesses casos, se forem ditados pela empresa monopolista. Agências reguladoras e entidades de defesa da concorrência são criadas para regular e fiscalizar os mercados com essa falha.

2. Bens Públicos – bens e serviços que não são oferecidos pelo mercado, ou o são de forma insuficiente. Exemplos disso é a atividade de defesa nacional, ou a iluminação pública. Insatisfações ocorrem pela ausência desses serviços. Essas atividades normalmente são providas pelo Governo.

3. Externalidades – são ações de indivíduos ou empresas que impactam outros indivíduos ou outras empresas. Se o impacto se reflete em custo para terceiros, trata-se de uma *exter-*

*nalidade negativa.* Exemplo disso é a poluição do ar produzida por termoelétricas, que contribui para o efeito-estufa e a chuva ácida. Outro exemplo é a construção de hidroelétricas, que deslocam proprietários de suas terras e afeta a biodiversidade local. Mas se o impacto se reflete em benefícios para terceiros, trata-se de uma *externalidade positiva*. O mesmo exemplo pode ser usado, pois usinas de energia elétrica também beneficiam a população; no caso de usinas hidroelétricas, o lago propicia a garantia de atendimento duradouro da população com água potável, ou o lazer das famílias no lago formado pela barragem. Insatisfações podem ocorrer de ambos os lados: se o agente fomentador da externalidade negativa não for penalizado, ele tende a produzir acima do socialmente ótimo, pois seus custos privados são mais baixos que os custos sociais, gerando maior insatisfação entre os que são prejudicados; por outro lado, se o agente fomentador da externalidade positiva não puder ser recompensado por isso, ele não se sentirá incentivado a sustentar a atividade e produzirá menos que o socialmente ótimo, pois os benefícios privados (ou seja, o lucro) serão menores que os benefícios sociais. A ausência de intervenção do Governo em ambas as situações levam a uma ineficiência na alocação dos recursos pelo mercado. A legislação deve ser formatada com vistas a reduzir essa ineficiência mediante a intervenção governamental.

4. Mercados incompletos – há serviços e bens que, em tese, podem ser providos pelo mercado, pois os seus custos são inferiores ao preço que os con-

sumidores estão dispostos a pagar; entretanto, o mercado não consegue provê-los no volume demandado. A isso se denomina *mercado incompleto*. Exemplo disso são os mercados de seguros e empréstimos. Essa situação costuma justificar a participação de governos nessas áreas. Exemplos disso são as garantias legais para aplicações financeiras contra quebra de bancos, empréstimos a estudantes universitários.

5. Falhas de informação – a eficiência econômica requer que a informação seja livremente acessível. Entretanto, a realidade é que a informação a que consumidores têm acesso é incompleta e que o próprio mercado provê pouca informação. É isso que motiva a participação dos governos no esforço para divulgar informações. Esse esforço pode vir por meio da legislação, que obrigue as empresas a prover informação mais completa, a participar de atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D), ou então por meio de participação direta dos governos em atividades, tais como a meteorologia.

6. Desemprego, inflação e desequilíbrio – esses são sintomas de que algo não está funcionando bem no mercado, uma falha do mercado. Governos costumam remediar a falha com políticas fiscal e monetária específicas, visando a superá-los.

Essas falhas de mercado afastam o funcionamento da economia do ótimo de Pareto, e são necessárias intervenções governamentais para aproximar a economia do seu funcionamento eficiente. Esse ótimo, ainda que teórico,

é importante para delinear com clareza o papel dos governos na economia. Entretanto, há situações em que os governos intervêm no mercado, mesmo em condições de ótimo de Pareto. Um dos mais importantes papéis dos governos em qualquer economia é a redistribuição da renda. Mesmo que o mercado esteja funcionando de forma eficiente no sentido de Pareto, como já dito, isso não garante a distribuição de renda. Por essa razão, são necessárias aplicações temporárias de recursos – normalmente orçamentários – em saúde e educação para os mais pobres e políticas temporárias de distribuição de renda, como o bolsa-família, o vale-gás, e as subvenções para o consumidor de energia elétrica de baixa renda.

Outra razão pela qual os governos intervêm num mercado eficiente é que nem sempre as decisões dos indivíduos vão ao encontro do seu bem-estar e o dos seus próximos. Exemplo dessas decisões são os indivíduos que fumam, que usam drogas, que não usam cinto de segurança nos veículos, concessionárias que não zelam pela qualidade do serviço prestado. Tal comportamento justifica a edição de legislação coercitiva dessas decisões.

## ANEXO 3

### CÁLCULO DO CUSTO DE OPORTUNIDADE DO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO

A remuneração total do capital (próprio e de terceiros) depende da definição da estrutura de capital e da taxa

de retorno escolhidos<sup>77</sup>. Cada concessionária tem sua estrutura de capital (relação entre o capital de terceiros e o capital próprio), e ela é função das escolhas dos seus gestores. Uns preferem manter a empresa com alto grau de alavancagem financeira (relação entre capital de terceiros e capital total). Por exemplo, em 2005, 91,36% do capital total da CEEE provinha de terceiros. Outros, preferem manter um grau de alavancagem financeira baixo. Por exemplo, a concessionária Demei mantinha, em 2005, apenas 15,21% do capital total captado de terceiros.

A Agência Reguladora escolhe uma única estrutura de capital e a aplica a todas as concessionárias durante o ciclo de revisão. Essa escolha se faz por meio de pesquisa das práticas mundiais do setor de distribuição de energia elétrica e comparação com as estruturas praticadas no Brasil. Inicialmente, pesquisa-se uma faixa na qual se inserem todas as estruturas de capital do Brasil e do exterior. Escolhida a faixa, o valor médio da faixa é escolhido como a estrutura ótima de capital. Para o ciclo 2006/2010, a estrutura ótima escolhida foi 56,95% de capital de terceiros (CT) e 43,05% de capital próprio (CP).

A escolha da estrutura de capital tem impacto sobre a rentabilidade média do capital total. É sabido que os juros pagos pela captação do capital de terceiros entram como despesas, redu-

<sup>77</sup> Nota Técnica SER/ANEEL nº 68, de 2007, disponível no sítio: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/008/resultado/nota\\_tecnica\\_no\\_68-2007\\_wacc.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/008/resultado/nota_tecnica_no_68-2007_wacc.pdf)

zindo o lucro contábil, e, consequentemente, os tributos (T) sobre a renda de pessoa jurídica. Essa redução pode ser interpretada como uma redução do custo do capital de terceiros. Isso reduz o custo médio do capital, da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 & (\% \text{ CP}) \times \text{CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO} \\
 & + \\
 & (\% \text{ CT}) \times (1-T) \times \text{CUSTO DO CAPITAL DE TERCEIROS} \\
 & = \\
 & \text{CUSTO MÉDIO PONDERADO DO CAPITAL (WACC)}^{78}
 \end{aligned}$$

Definida a estrutura de capital, a Agência Reguladora escolhe os custos (juros) do capital próprio (rp) e o de terceiros (rt), e, com isso, estabelece o WACC, que é o custo de oportunidade para o segmento de distribuição. Essa escolha é feita com base em práticas de mercado e análises de risco. A taxa de juros sobre o capital próprio é a soma dos seguintes itens, que, no ciclo atual, resultou em um valor nominal de 16,70%:

- Taxa livre de risco (títulos do Tesouro Americano): 5,32%
- Prêmio de risco do negócio: 4,70%
- Prêmio de risco-Brasil: 4,91%
- Prêmio de risco cambial: 1,78%

<sup>78</sup> Em inglês, *Weighted Average Capital Cost (WACC)*. É o método mais utilizado para determinar a taxa de retorno de um empreendimento.

Descontando a inflação americana no período, o valor real escolhido pela Aneel para o custo do capital próprio foi 13,75%. Abordagem similar é adotada para se calcular o custo do capital de terceiros, pela soma dos seguintes itens, que, no ciclo atual, resultou em um valor nominal de 14,97% (12,06% em valor real, quando se desconta a inflação americana):

- Taxa livre de risco: 5,32%
- Prêmio de risco-Brasil: 4,91%
- Prêmio de risco cambial: 1,78%
- Prêmio de risco de crédito: 2,96%

A partir dos resultados apresentados, e considerando os tributos (T) sobre a renda somam 34%, o custo de oportunidade do segmento de distribuição adotado no ciclo de revisão é de 9,95% real.

A Parcela B é influenciada por essas escolhas, porque a remuneração do investimento é a base de remuneração é multiplicada pelo custo de oportunidade. Os gestores das concessionárias podem aumentar esse ganho, se, por exemplo, conseguirem obter recursos de terceiros a uma taxa inferior aos 14,97% nominais. Pode também aumentar a alavancagem financeira e, com isso, aumentar a rentabilidade do capital próprio. Mas, essa tendência é contrabalançada pela percepção de risco do empresário, que vê na alavancagem financeira uma fonte de risco do negócio e pode querer aumentar o prêmio de risco, mediante um aumento na taxa de juros cobrada.

## ANEXO 4 – TARIFAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR ORDEM CRESCENTE, EXCLUÍDOS OS TRIBUTOS

Sigla	Concessionária	UF	Residencial (R\$/kWh)	DATA REAJUSTE
CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá	AP	0,19729	30/11
CEB-DIS	CEB Distribuição S/A	DF	0,24341	26/08
COPEL-DIS	Copel Distribuição S/A	PR	0,26067	24/06
CAIUÁ-D	Caiuá Distribuição de Energia S/A	SP	0,26615	10/05
ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo	SP	0,26729	04/07
CJE	Companhia Jaguarí de Energia	SP	0,27438	03/02
CELESC-DIS	Celesc Distribuição S.A.	SC	0,27836	07/08
CNEE	Companhia Nacional de Energia Elétrica	SP	0,27937	10/05
EBO	Energisa Borborema Distribuidora de Energia	PB	0,28331	04/02
JARI	Jari Celulose S/A	PA	0,28408	15/07
COCEL	Companhia Campolarguense de Energia	PR	0,28972	24/06
CELG-D	Celg Distribuição S.A.	GO	0,29353	12/09
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	RN	0,29877	22/04
AES-SUL	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia	RS	0,30011	19/04
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S/A.	SP	0,30047	23/10
ESE	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia	SE	0,30199	22/04
EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda	SC	0,30380	30/03
CPFL- Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz	SP	0,30430	23/10
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	RS	0,30642	25/10
ESCELSA	Espírito Santo Centrais Elétricas	ES	0,30929	07/08
LIGHT	Light Serviços de Eletricidade	RJ	0,31172	07/11
EDEVP	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema	SP	0,31473	10/05
MESA	Manaus Energia	AM	0,31516	01/11
DMEPC	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	MG	0,31641	28/06
CELPA	Centrais Elétricas do Pará	PA	0,31936	07/08
ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços	SP	0,32393	27/08
ENF	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia	RJ	0,32434	18/06
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	BA	0,32656	22/04
CPFL-Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz	SP	0,33220	08/04
CEAM	Companhia Energética do Amazonas	AM	0,33291	01/11
IENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	SC	0,33589	07/08
EEB	Empresa Elétrica Bragantina S/A.	SP	0,34309	10/05
FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida Ltda	PR	0,34674	26/08
MUX-Energia	Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	RS	0,34943	29/06
ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A.	ES	0,34951	07/02
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco	PE	0,35033	29/04
CER	Companhia Energética de Roraima	RR	0,35038	01/11
CSPE	Companhia Sul Paulista de Energia	SP	0,35261	03/02
BOA VISTA	Boa Vista Energia S/A	RR	0,35499	01/11
ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	RS	0,35717	29/06
CLFSC	Companhia Luz e Força Santa Cruz	SP	0,35990	03/02
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	MT	0,36332	08/04
RGE	Rio Grande Energia S/A.	RS	0,36642	19/04
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	MS	0,36768	08/04
ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre	AC	0,37081	30/11
SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SE	0,37090	14/12
DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	RS	0,37217	29/06
EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda	SC	0,37328	30/03

Sigla	Concessionária	UF	Residencial (R\$/kWh)	DATA REAJUSTE
CEMIG-D	CEMIG Distribuição S/A	MG	0,37652	08/04
CLFM	Companhia Luz e Força Mococa	SP	0,37669	03/02
COELCE	Companhia Energética do Ceará	CE	0,37962	22/04
CPEE	Companhia Paulista de Energia Elétrica	SP	0,38225	03/02
HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi S/A.	RS	0,38419	29/06
CEPISA	Companhia Energética do Piauí	PI	0,38723	28/08
CEAL	Companhia Energética de Alagoas	AL	0,38747	28/08
AMPLA	Ampla Energia e Serviços S/A	RJ	0,39397	15/03
EPB	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia	PB	0,39459	28/08
EMG	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia	MG	0,39565	18/06
CERON	Centrais Elétricas de Rondônia S/A.	RO	0,39743	30/11
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício	GO	0,40609	12/09
CELTINS	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	TO	0,41057	04/07
UHENPAL	Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda.	RS	0,41397	19/04
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão	MA	0,41852	28/08

\* Tarifas com vigência válida em 25/05/2009

## ANEXO 5 – CONCESSIONÁRIAS COM MERCADO ATÉ 500 GWh/ANO

A Tabela A5.1, abaixo, apresenta a lista de todas as concessionárias com mercado pequeno e suas respectivas concessionárias supridoras. As concessionárias

TABELA A5.1 – CONCESSIONÁRIAS DE PEQUENO MERCADO E SUAS RESPECTIVAS CONCESSIONÁRIAS SUPRIDORAS

CONCESSIONÁRIA SUPRIDA	UF	CONCESSIONÁRIA SUPRIDORA	UF
ELETROCAR	RS	RGE	RS
COCEL	PR	COPEL	PR
CFLO	SP	COPEL	PR
CHESP	GO	CELG	GO
COOPERALIANÇA	SC	CELESC	SC
SULGIPE	SE	ENERGIPE	SE
DMEPC	MG	CEMIG	MG
DEMEI	RS	RGE	RS
ELFSM	ES	ESCELSA	ES
EFUJC	SC	CELESC	SC
EFLUL	SC	CELESC	SC
FORCEL	PR	COPEL	PR
IGUAÇU	SC	CELESC	SC
HIDROPAN	RS	RGE	RS
MUXFELDT	RS	RGE	RS
UHENPAL	RS	AES SUL	RS
CENF	RJ	AMPLA	RJ
DMEPC	MG	CESP	SP
SULGIPE	SE	CHESF	NE
MOCOCA	SP	CESP	SP
CPEE	SP	CESP	SP
CSPE	SP	CESP	SP
NACIONAL	SP	AES TIETÊ	SP
CJE	SP	CESP	SP

com mercado pequeno, considerado na legislação até 500 GWh/ano, e que são supridas por outras concessionárias de distribuição, fazem jus a desconto na tarifa de uso do sistema de distribuição (parcela-fio). Elas assinam Contrato de Uso do Sistema

de Distribuição (CUSD) com a concessionária supridora. Já as concessionárias com mercado pequeno suprida por concessionárias geradoras (mostradas em itálico na tabela) não fazem jus a desconto, por já estarem conectadas à rede básica.

## ANEXO 6 – DATA DE VENCIMENTO DE CONCESSÕES DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

TABELA A6.1 – VENCIMENTO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

1	Hidroelétrica Panambi S/A	23/04/2014
2	Boa Vista Energia S/A - Boa Vista	07/07/2015
3	Caiuá - Serviços de Eletricidade S/A - CAIUÁ	07/07/2015
4	CELESC Distribuição S/A	07/07/2015
5	CELG Distribuição S/A	07/07/2015
6	Centrais Elétricas de Carazinho - ELETROCAR	07/07/2015
7	Centrais Elétricas de Rondônia S/A - CERON	07/07/2015
8	Cia Campolarguense de Energia - COCEL	07/07/2015
9	Cia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE	07/07/2015
10	Cia Energética de Alagoas - CEAL	07/07/2015
11	Cia Energética de Brasília - CEB	07/07/2015
12	Cia Energética do Piauí - CEPISA	07/07/2015
13	Cia Estadual de Energia Elétrica - CEEE	07/07/2015
14	Cia Força e Luz do Oeste - CFLO	07/07/2015
15	Cia Hidroelétrica São Patrício - CHESP	07/07/2015
16	Cia Jaguarí de Energia - CJE	07/07/2015
17	Cia Luz e Força Mococa - CLFM	07/07/2015
18	Cia Luz e Força Santa Cruz - CLFSC	07/07/2015
19	Cia Nacional de Energia Elétrica - CNEE	07/07/2015
20	Cia Paulista de Energia Elétrica - CPEE	07/07/2015
21	Cia Sul Paulista de Energia - SUL PAULISTA	07/07/2015
22	Cia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE	07/07/2015
23	Cooperativa Aliança - COOPERALIANÇA	07/07/2015
24	COPEL Distribuição S/A	07/07/2015
25	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - DMEPC	07/07/2015

26	Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S/A - EEVP	07/07/2015
27	Empresa Elétrica Bragantina S/A. - EEB	07/07/2015
28	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. - JOÃO CESA	07/07/2015
29	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda.- EFLUL	07/07/2015
30	Empresa Luz e Força Santa Maria S/A - ELFSM	07/07/2015
31	ENERGISA Minas Gerais -Distribuidora de Energia S/A	07/07/2015
32	ENERGISA Nova Friburgo-Distribuidora de Energia S/A	07/07/2015
33	Força e Luz Coronel Vivida Ltda. - FORCEL	07/07/2015
34	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda.	07/07/2015
35	Manaus Energia S/A. - MANAUS ENERGIA	07/07/2015
36	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	07/07/2015
37	CEMIG Distribuição S/A	18/02/2016
38	Departamento Municipal de Ijuí - DEMEI	08/05/2016
39	Muxfeldt, Marin & Cia Ltda. - MUXFELDT	20/04/2017
40	Cia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS	30/01/2020
41	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A - ESCELSA	17/07/2025
42	LIGHT Serviços de Eletricidade S/A	04/06/2026
43	AMPLA Energia e Serviços S/A	09/12/2026
44	Cia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	08/08/2027
45	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A	06/11/2027
46	Rio Grande Energia S/A - RGE	06/11/2027
47	Cia Paulista de Força e Luz - CPFL	20/11/2027
48	ENERSUL- Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A	04/12/2027
49	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A - CEMAT	11/12/2027
50	ENERGISA Sergipe - Distribuidora de Energia S/A	24/12/2027
51	Cia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN	31/12/2027
52	REDE CELPA ENERGIA S.A.	28/02/2028
53	Cia Energética do Ceará - COELCE	13/05/2028
54	ELETROPAULO Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	15/07/2028
55	ELEKTRO Eletricidade e Serviços S/A	27/08/2028
56	Bandeirante Energia S/A	23/10/2028
57	Cia Piratininga de Força e Luz	23/10/2028
58	ENERGISA Boborema-Distribuidora de Energia S/A	04/02/2030
59	Cia Energética de Pernambuco - CELPE	30/03/2030
60	Cia Energética do Maranhão - CEMAR	11/08/2030
61	ENERGISA Paraíba - Distribuidora de Energia S/A	21/03/2031

62	Companhia Energética do Amapá S/A - CEA	SEM CONTRATO
63	Companhia Energética do Amazonas S/A - CEAM (*)	SEM CONTRATO
64	Companhia Energética de Roraima S/A - CER	SEM CONTRATO
65	Jarí Celulose S/A - JARI	SEM CONTRATO

(\*) A CEAM foi incorporada pela Manaus Energia e, doravante, as Concessionárias resultante da incorporação passará a se chamar Amazonas Energia.

TABELA A6.2 – VENCIMENTO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO

Nº	CONCESSIONÁRIA	OUTORGA ATÉ
1	Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG	08/07/2015
2	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE	07/08/2015
3	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP	07/08/2015
4	Companhia Energética de Goiás - CELG	07/08/2015
5	Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE	07/08/2015
6	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF	07/08/2015
7	COPEL Transmissora S.A.	07/08/2015
8	ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.	07/08/2015
9	FURNAS - Centrais Elétricas S.A.	07/08/2015
10	ETEO - Empresa de Transmissão de Energia do Oeste Ltda.	12/05/2030
11	Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG	04/10/2030
12	ECTE - Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A.	01/11/2030
13	Expansion - Transmissão de Energia Elétrica S.A.	20/12/2030
14	Novatrans Energia S.A.	20/12/2030
15	TSN - Transmissora Sudeste Nordeste S.A.	20/12/2030
16	FURNAS - Centrais Elétricas S.A.	09/05/2031
17	Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. - EATE	12/06/2031
18	Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. - ETEP	12/06/2031
19	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP	17/08/2031
20	Companhia Paranaense de Energia - COPEL	17/08/2031
21	Goiana Transmissora de Energia S.A. - GTESA	21/01/2032
22	NTE - Nordeste Transmissora de Energia S.A.	21/01/2032
23	Cachoeira Paulista Transmissora de Energia Ltda.	10/12/2032
24	Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A.	11/12/2032
25	Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. - ERTE	11/12/2032
26	Paraíso-Açu Transmissora de Energia S.A.	11/12/2032
27	Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE	18/12/2032
28	Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. - ETAU	18/12/2032
29	STE - Sul Transmissora de Energia Ltda.	19/12/2032
30	EXPANSION - Transmissão Itumbiara Marimbondo Ltda.	20/12/2032

TABELA A6.3 – VENCIMENTO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DAS CONCESSIONÁRIAS DE GERAÇÃO

Nº	Usina Hidrelétrica	Concessionária	Outorga Até	Potência Outorgada (kW)
1	UTE Campos	Furnas Centrais Elétricas S.A	27/07/2007	114.150
2	UTE São Gonçalo	Furnas Centrais Elétricas S.A	27/07/2007	210.800
3	UTE Camaçari	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco	10/08/2007	346.803
4	PCH Neblina	Zona da Mata Geração S.A	03/08/2008	6.468
5	PCH Sinceridade	Zona da Mata Geração S.A	03/08/2008	1.416
6	PCH Derivação do Rio Jordão	Copel Geração S.A	15/11/2009	6.500
7	UHE Segredo	Copel Geração S.A	15/11/2009	1.260.000
8	UHE Antas II	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	13/03/2009	16.500
9	UHE Salto Caxias	Copel Geração S.A	05/05/2010	1.240.000
10	PCH Cachoeira do Lavrinha	Companhia Hidrelétrica São Patrício	17/03/2011	3.010
11	PCH Cavernoso	Copel Geração S.A	07/01/2011	1.300
12	UHE São Domingos	Celg Geração e Transmissão S.A	24/05/2011	12.000
13	UHE Três Irmãos	Companhia Energética de São Paulo	18/11/2011	1.292.000
14	Serra da Mesa	Furnas Centrais Elétricas S.A	07/05/2011	1.275.000
15	UHE Isabel	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A	30/11/2012	2.640
16	UHE Rasgão	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A	30/11/2012	22.000
17	UHE Henry Borden	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A	30/11/2012	889.000
18	UHE Edgard de Souza	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A	30/11/2012	11.000
19	UHE Porto Góes	Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A	30/11/2012	24.800
20	UHE Jaguará	CEMIG Geração e Transmissão S.A	28/08/2013	424.000

21	PCH Rio dos Patos	Copel Geração S.A	14/02/2014	1.720
22	UHE Corumbá I	Furnas Centrais Elétricas S.A	29/11/2014	375.000
23	UHE São Simão	CEMIG Geração e Transmissão S.A	11/01/2015	1.710.000
24	UHE Piau	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	18.012
25	UHE Três Marias	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	396.000
26	PCH Cajuru	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	7.200
27	UHE Joasal	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	8.400
28	PCH Marmelos	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	4.000
29	PCH Paciência	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	4.080
30	PCH Santa Marta	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	1.000
31	PCH Tronqueiras	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	8.500
32	PCH Anil	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	2.080
33	PCH Sumidouro	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	2.120
34	UHE Gafanhoto	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	14.000
35	PCH Poquim	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	1.408
36	PCH Martins	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	7.700
37	PCH Peti	CEMIG Geração e Transmissão S.A	08/07/2015	9.400
38	PCH Quatiara	Quatiara Energia S.A	07/07/2015	2.600
39	PCH Pari	Vale Energética S.A	07/07/2015	1.344
40	PCH Macaco Branco	Companhia Jaguarí de Energia	07/07/2015	2.363

41	UHE Rio do Peixe	Companhia Paulista de Energia Elétrica	07/07/2015	18.060
42	UHE Paranapanema	Santa Cruz Geração de Energia S.A	07/07/2015	31.500
43	PCH Rio Novo	Santa Cruz Geração de Energia S.A	07/07/2015	1.280
44	PCH Cel. Domiciano	Zona da Mata Geração S.A	07/07/2015	5.040
45	PCH Maurício	Zona da Mata Geração S.A	07/07/2015	1.280
46	PCH Ervália	Zona da Mata Geração S.A	07/07/2015	6.970
47	PCH Xavier	Companhia de Eletricidade Nova Friburgo	07/07/2015	5.280
48	PCH Catete	Companhia de Eletricidade Nova Friburgo	07/07/2015	1.940
49	UHE Gov. Parigot de Souza	Copel Geração S.A	07/07/2015	260.000
50	PCH Mourão I	Copel Geração S.A	07/07/2015	8.200
51	PCH Chopim I	Copel Geração S.A	07/07/2015	1.980
52	PCH Antas I	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	07/07/2015	8.780
53	PCH Ivo Silveira	Celesc Geração S.A	07/07/2015	2.500
54	UTE Brasília	CEB Geração S.A	07/07/2015	10.000
55	UHE Canastra	Companhia Estadual de Energia Elétrica	07/07/2015	44.800
56	UHE Bugres	Companhia Estadual de Energia Elétrica	07/07/2015	19.200
57	PCH Ernestina	Companhia Estadual de Energia Elétrica	16/11/2015	4.960
58	PCH Capigui	Companhia Estadual de Energia Elétrica	16/11/2015	4.470
59	PCH Guarita	Companhia Estadual de Energia Elétrica	16/11/2015	1.760
60	PCH Herval	Companhia Estadual de Energia Elétrica	16/11/2015	1.520
61	PCH Santa Rosa	Companhia Estadual de Energia Elétrica	16/11/2015	1.528
62	PCH Passo do Inferno	Companhia Estadual de Energia Elétrica	16/11/2015	1.490
63	PCH Ijuizinho	Companhia Estadual de Energia Elétrica	16/11/2015	1.118
64	PCH Forquilha	Companhia Estadual de Energia Elétrica	16/11/2015	1.118
65	PCH Toca	Companhia Estadual de Energia Elétrica	07/07/2015	1.000
66	UHE Jacuí	Companhia Estadual de Energia Elétrica	16/11/2015	180.000
67	UHE Passo Real	Companhia Estadual de Energia Elétrica	16/11/2015	158.000
68	UHE Rochedo	Celg Geração e Transmissão S.A	07/07/2015	4.000
69	UTE Presidente Médici	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica	07/07/2015	796.000
70	UTE Nutepa	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica	07/07/2015	24.000

71	UTE São Jerônimo	Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica	07/07/2015	20.000
72	UTE Piratininga	Baixada Santista Energia S.A	07/07/2015	470.000
73	UHE Ilha Solteira	Companhia Energética de São Paulo	07/07/2015	3.444.000
74	UHE Jupia (Engº Souza Dias)	Companhia Energética de São Paulo	07/07/2015	1.551.200
75	UHE Estreito	Furnas Centrais Elétricas S.A	07/07/2015	1.050.000
76	UHE Funil	Furnas Centrais Elétricas S.A	07/07/2015	216.000
77	UHE Furnas	Furnas Centrais Elétricas S.A	07/07/2015	1.216.000
78	UTE Santa Cruz	Furnas Centrais Elétricas S.A	07/07/2015	1.000.000
79	UHE Boa Esperança	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	10/10/2015	237.300
80	UHE I Itaparica	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	03/10/2015	1.479.600
81	UHE Moxotó	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	02/10/2015	400.000
82	UHE Paulo Afonso I	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	02/10/2015	180.001
83	UHE Paulo Afonso II	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	02/10/2015	443.000
84	UHE Paulo Afonso III	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	02/10/2015	794.200
85	UHE Paulo Afonso IV	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	02/10/2015	2.462.400
86	UHE Xingó	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	02/10/2015	3.162.000
87	UHE Funil	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	07/07/2015	30.000
88	UHE Pedra	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	07/07/2015	20.007
89	PCH Araras	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	07/07/2015	4.000
90	PCH Piloto	Companhia Hidroelétrica do São Francisco	07/07/2015	2.000
91	UHE Miranda	CEMIG Geração e Transmissão S.A	23/12/2016	408.000
92	UHE São Francisco da Glória	CEMIG Geração e Transmissão S.A	15/04/2016	477
93	UHE Palmeiras	Celesc Geração S.A	07/11/2016	24.400
94	UHE Bracinho	Celesc Geração S.A	07/11/2016	16.500
95	PCH Garcia	Celesc Geração S.A	07/11/2016	8.600

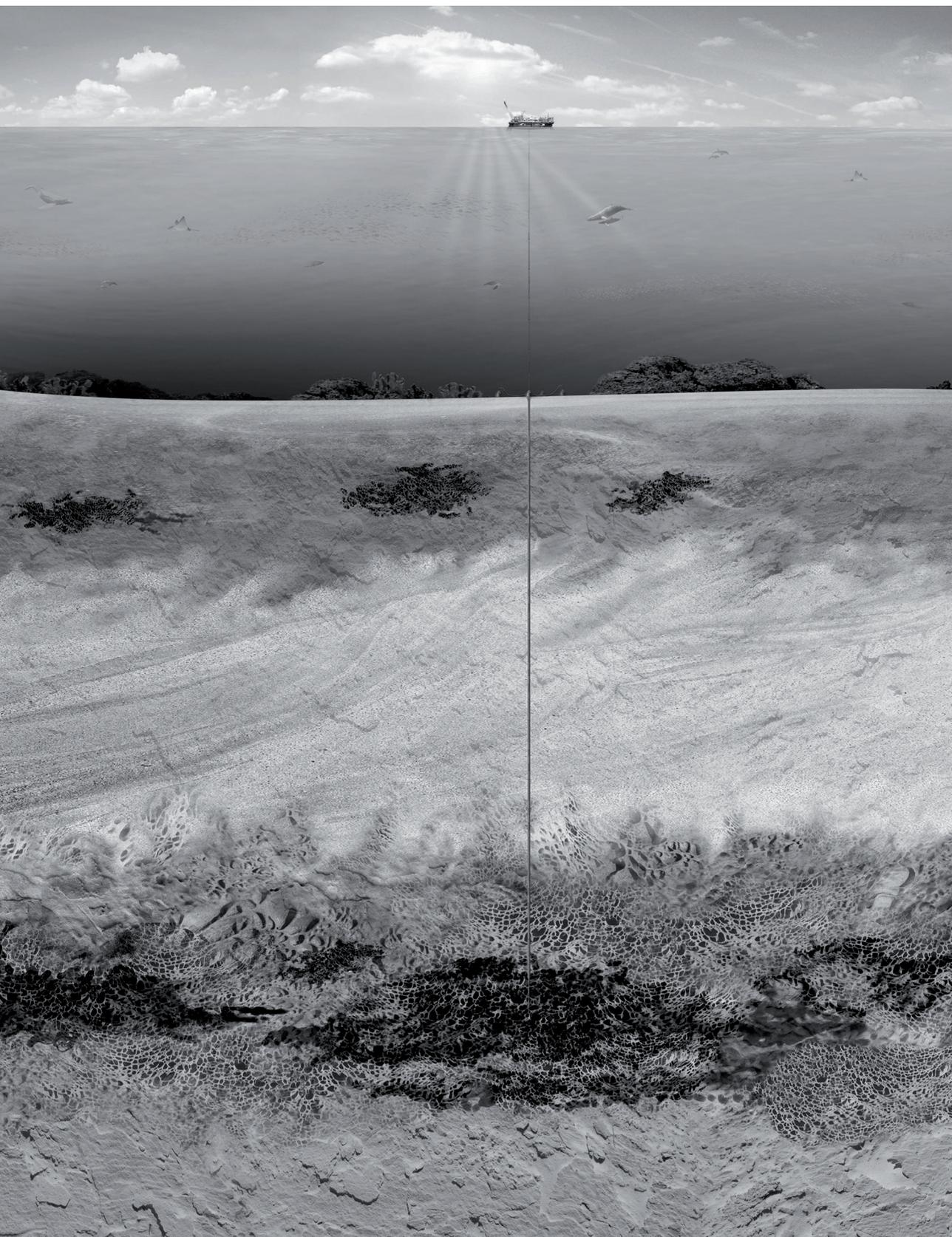
96	PCH Cedros	Celesc Geração S.A	07/11/2016	7.400
97	PCH Salto	Celesc Geração S.A	07/11/2016	6.280
98	PCH Pirai	Celesc Geração S.A	07/11/2016	1.350
99	UHE Passo Ajuricaba	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	11/05/2016	6.200
100	UHE Volta Grande	CEMIG Geração e Transmissão S.A	23/02/2017	380.000
101	UHE Agro-Trafo	Socibe Energia S.A	12/07/2017	14.040
102	PCH Pery	Celesc Geração S.A	09/07/2017	4.400
103	UHE Marimbondo	Furnas Centrais Elétricas S.A	07/03/2017	1.440.000
104	UHE Porto Colômbia	Furnas Centrais Elétricas S.A	16/03/2017	320.000
105	PCH Caveiras	Celesc Geração S.A	10/07/2018	4.290
106	UTE Figueira	Copel Geração S.A	26/03/2019	160.250
107	UHE Paranoá	CEB Geração S.A	29/10/2019	30.000
108	UHE Isamu Ikeda	Isamu Ikeda Energia S.A	30/01/2020	27.600
109	PCH Lajes	Alvorada Energia S.A	30/01/2020	2.060
110	PCH Taguatinga	Alvorada Energia S.A	30/01/2020	1.800
111	PCH Lajeado	EDP Lajeado Energia S.A, Investco S.A, Paulista Lajeado Energia S.A, Rede Lajeado Energia S.A	30/01/2020	902.500
112	UHE Jaguari	Companhia Energética de São Paulo	20/05/2020	27.600
113	UHE Itumbiara	Furnas Centrais Elétricas S.A	26/02/2020	2.082.000
114	PCH Salto Morais	CEMIG Geração e Transmissão S.A	30/06/2020	2.394
<b>TOTAL (kW)</b>			<b>35.403.937</b>	

TABELA A6.4 – PERFIL DAS CONCESSÕES DE GERAÇÃO A SEREM EXTINTAS

ANO VENCIMENTO	KW INSTALADO	CONTROLE		FONTE	
		ESTATAL	PRIVADO	UHE	UTE
2007	671.753	671.	0	0	671.753
2008	7.884	0	7.884	7.884	0
2009	1.283.000	1.283.000	0	1.283.000	0
2010	1.240.000	1.240.000	0	1.240.000	0
2011	2.583.310	2.580.300	3.010	2.583.310	0
2012	949.440	949.440	0	949.440	0
2013	424.000	424.000	0	424.000	0
2014	376.720	376.720	0	376.720	0
2015	21.989.689	21.442.032	547.657	19.669.689	2.320.000
2016	479.207	479.207	0	479.207	0
2017	2.158.440	2.144.400	14.040	2.158.440	0
2018	4.290	4.290	0	4.290	0
2019	190.250	190.250	0	30.000	160.250
2020	3.043.560	0	3.043.560	3.043.560	0
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>33.438.906</b>	<b>29.830.639</b>	<b>3.608.267</b>	<b>30.958.656</b>	<b>2.480.250</b>



MARCO REGULATÓRIO  
DO PRÉ-SAL





## AVALIAÇÃO DA PROPOSTA PARA O MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL

Por:

Carlos Jacques Vieira Gomes  
Francisco Eduardo Carrilho Chaves  
Paulo Roberto Alonso Viegas  
Paulo Springer de Freitas<sup>1</sup>

### Resumo

Este trabalho compreende um estudo sobre os projetos de lei (PL's) encaminhados pelo Poder Executivo à Câmara dos Deputados, que tratam do marco regulatório da exploração de petróleo na camada de pré-sal. As respectivas proposições, a seguir relacionadas, estão aqui identificadas pela numeração que receberam na Câmara dos Deputados (CD), onde ainda se encontram em discussão. São elas:

- 1<sup>a</sup>) PL nº 5.938, de 2009, que *dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências;*
- 2<sup>a</sup>) PL nº 5.939, de 2009, que *autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – PETRO-SAL, e dá outras providências;*
- 3<sup>a</sup>) PL nº 5.940, de 2009, que *cria o Fundo Social do Pré-sal, e dá outras providências;*
- 4<sup>a</sup>) PL nº 5.941, de 2009, que *autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição, e dá outras providências.*

<sup>1</sup> Consultores Legislativos do Senado Federal. Os autores agradecem os comentários de Marcos José Mendes e de Edmundo Montalvão, eximindo-os de responsabilidades pelos erros remanescentes.

O estudo está dividido em duas partes, além do Sumário Executivo e das Considerações Finais. A Parte I resume os projetos e aborda as questões de natureza econômica e tecnológica, enquanto a Parte II dedica-se a analisar os aspectos jurídicos das proposições.

De forma geral, os conteúdos de cada Parte são auto-contidos, de forma que o leitor pode se dedicar à leitura de somente uma delas, sem prejuízo para a compreensão do texto. Assumindo o custo de tornar o conjunto do trabalho às vezes repetitivo, justamente para permitir a leitura independente dos capítulos, alguns conceitos fundamentais – como custo e excedente em óleo, *royalties* e participação especial – são apresentados mais de uma vez no decorrer do texto.

## SUMÁRIO EXECUTIVO

Este sumário apresenta os principais pontos polêmicos, em relação ao mérito e a aspectos diversos - econômicos, jurídicos, legais e constitucionais - de cada projeto de lei.

Sobre o PL nº 5.938, de 2009, que dispõe sobre o regime de partilha

As principais propostas do PL nº 5.938, de 2009, são:

*i)* introduzir o contrato de partilha de produção<sup>2</sup> para as áreas do pré-sal e

<sup>2</sup> Partilha de Produção é o regime de exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, no qual o contratado para fazer a operação do bloco exploratório exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento

as declaradas estratégicas<sup>3</sup> pelo Governo Federal;

*ii)* conceder à Petrobras o monopólio de operação<sup>4</sup> de todos os blocos<sup>5</sup> contratados sob o regime de partilha de produção – que alcançará as áreas do pré-sal e as declaradas estratégicas pelo Governo Federal -, bem como o de pré-exploração e comercialização do petróleo da União;

*iii)* em decorrência dos contratos de partilha, garantir para a União a propriedade do óleo extraído, que será repartido com o contratado que fizer a sua exploração, conforme regras definidas nos editais de licitação;

*iv)* permitir a participação de outras empresas na exploração e produção de petróleo, desde que a Petrobras participe com, no mínimo, 30% do consórcio a ser formado, em todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção;

*v)* definir atribuições da empresa pública que irá gerir os contratos de

e produção e, em caso de descoberta comercial.

<sup>3</sup> As chamadas “áreas estratégicas” correspondem às regiões de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos.

<sup>4</sup> A “operação” abrange a condução e a execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção.

<sup>5</sup> Blocos equivalem aos objetos das licitações de exploração de petróleo. Segundo a Lei nº 9.478, de 1998, correspondem às partes de uma bacia sedimentar, formadas por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural;

partilha de produção, com destaque para o poder de indicar metade dos membros dos conselhos operacionais, que serão responsáveis pela administração dos consórcios;

vi) alterar as regras de leilões para definir o direito de exploração, que passam a se basear na parcela do excedente de óleo que caberá à União;

vii) definir novas regras para individualização da produção.

Analisando essas propostas, cabe destacar, inicialmente, que os argumentos utilizados a favor da partilha – maior participação e controle do governo – são um tanto frágeis, ou parcialmente incorretos. Regimes de concessão e de partilha podem gerar receitas semelhantes para o governo - tudo depende das alíquotas estipuladas para as participações governamentais (*royalties*, participações especiais, ou outras modalidades de pagamento ao governo – “Government Take”).

Quanto ao controle, pode-se entendê-lo de duas formas: auditoria das empresas, e controle sobre o destino do óleo extraído. Em relação à auditoria, ambos os sistemas permitem ter semelhante grau de controle, bastando haver uma agência reguladora forte, capaz de regular e fiscalizar adequadamente o setor<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> A afirmação é de que é possível se ter uma agência forte, não obstante se entenda que o mecanismo de funcionamento das agências pode, também, ser falho, sofrendo a influência de interesses pessoais de seus gestores – eles podem buscar uma aproximação com os agentes controlados, tendo a intenção de obter

Ainda, para controlar o uso do óleo extraído, não é necessário que o governo seja proprietário desse óleo. Um sistema adequado de tributação e subsídios é capaz de gerar os mesmos resultados, porém com maior transparência e menores custos de transação. Corre-se o risco de a propriedade do óleo, pela União, transformar-se em instrumento escamoteado de política industrial: a União revenderia o óleo a preços abaixo dos de mercado para setores que entendesse serem merecedores de benefícios.

Os principais pontos controversos do PL são:

i) a série de vantagens concedidas à Petrobras, que passa a: ser **operadora exclusiva de toda a área do pré-sal** e da que venha a ser declarada estratégica; ter participação mínima de 30% em qualquer consórcio formado; ter exclusividade nas atividades de avaliação de potencial de campos e comercialização do óleo pertencente à União;

ii) a participação da Petro-Sal na gestão dos consórcios. A Petro-Sal, apesar de não incorrer em riscos e nem aportar capital, terá o poder de indicar metade dos membros, incluindo o presidente, dos comitês operacionais, que serão responsáveis pela administração dos consórcios;

iii) o contrato de partilha não tem previsão constitucional. De acordo com o art. 176 de nossa Carta Magna, a pesquisa e a lavra de nossos

uma posição futura em seus quadros.

recursos minerais somente poderão ser efetuadas mediante autorização ou concessão da União, garantindo ao concessionário o produto da lavra. Já o contrato de partilha prevê que o produto da lavra pertencerá à União;

*iv)* Além dos problemas de mérito, o **privilegio** dado à Petrobras é **flagrantemente inconstitucional**, pois violam:

- o **valor social da livre iniciativa**, um dos fundamentos de nossa República – adoção do sistema capitalista (art. 1º, IV);
- a **valorização da livre iniciativa**, como um dos fundamentos da ordem econômica – promoção do empreendedorismo (art. 170, *caput*);
- dois **princípios** da ordem econômica: **propriedade privada** e **livre iniciativa** (incisos II e IV do art. 170);
- o direito assegurado a todos, de exercer livremente qualquer atividade econômica, independentemente de autorização de órgãos públicos, salvo nos casos previstos em lei, que, **inapelavelmente, deve obedecer à Constituição** (parágrafo único do art. 170);

o art. 173, inciso II, que sujeita a empresa pública, a sociedade de economia mista e suas subsidiárias que explorem atividade econômica de produção ou comercialização de bens ou de prestação de serviços ao regime jurídico próprio das empresas privadas, inclusive quanto aos

direitos e obrigações civis, comerciais, trabalhistas e tributários.

- o **princípio constitucional da livre concorrência** (art. 170, inc. IV).

A principal conseqüência das alterações descritas nos itens *i* e *ii* acima, referente ao marco regulatório atual, será desestimular a entrada do capital privado no setor. Isso não quer dizer que as empresas privadas necessariamente deixarão de participar da exploração do pré-sal. Mas serão, provavelmente, em número inferior ao que ocorreria em um ambiente mais amigável. Certamente, essas empresas farão propostas mais tímidas nos leilões de licitação, fazendo com que a arrecadação do governo diminua.

As principais inovações positivas contidas no PL são: definição de regras para individualização de campos, quando parte da área envolvida não estiver licitada; e alteração das regras dos leilões, fazendo com que o licitante vencedor seja o que oferecer maior percentual do excedente de óleo. Destaca-se que, com as devidas adaptações, essas inovações podem ser entendidas para o marco regulatório atual, baseado no regime de concessões.

De uma forma geral, os regimes de partilha e de concessão podem gerar resultados semelhantes, tanto no que diz respeito à arrecadação, quanto ao controle por parte do governo. Não há, portanto, por que excluir um ou outro, de forma que o PL poderia introduzir a possibilidade de criação de regime de partilha, sem extinguir a possibilidade de concessões para as áreas do

pré-sal e as consideradas estratégicas. O ideal, contudo, é que blocos dentro de um mesmo campo sejam licitados sob o mesmo regime. Isso facilita acordos de individualização e reduz a probabilidade de litigância de má fé por parte das empresas, que poderiam ir ao judiciário requerer isonomia de tratamento sempre que um regime se mostrasse, ainda que temporariamente, mais vantajoso que outro.

Destaca-se ainda que, caso o regime de partilha venha a prosperar, seria adequado alterar o projeto de lei de forma a estipular, em lei, parcela mínima de excedente em óleo destinado à União, um teto para o custo em óleo, e maior detalhamento sobre quais os custos elegíveis – e sua velocidade de apropriação – a serem incorporados no cálculo do custo em óleo.

### **Sobre o PL nº 5.939, de 2009, que cria a Petro-Sal**

O Projeto de Lei (PL) nº 5.939, de 2009, autoriza o Poder Executivo a criar a Petro-Sal. Trata-se de uma empresa pública, constituída sob a forma de sociedade anônima e vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que terá por objetivos a gestão dos contratos de partilha de produção e a gestão de contratos de comercialização do petróleo pertencente à União<sup>7</sup>. A Petro-Sal deverá atuar como representante e defensora dos direitos da União nos consórcios formados para a execução da partilha de produção.

<sup>7</sup> No regime de partilha de produção, a União, em vez de receber sua participação em reais, recebe em óleo.

Sob o aspecto formal, do ponto de vista dos direitos constitucional e administrativo, não se identificaram inconstitucionalidades e antijuridicidades no PL nº 5.939, de 2009. O debate deve se concentrar sobre o mérito do projeto, que envolve duas questões interconectadas, porém distintas. A primeira questiona se é necessário criar uma nova estrutura – e todos os custos dela decorrente – para atingir os objetivos propostos. A segunda é se a Petro-Sal conseguirá, de fato, implementar os objetivos propostos.

A Petro-Sal terá como objetivos primordiais fiscalizar as empresas que exploram o pré-sal e controlar a produção e comercialização do petróleo pertencente à União. O regime de partilha requer maior fiscalização porque a União é remunerada por parcela do óleo excedente, que se constitui no volume de óleo extraído, descontada parte entregue ao contratado para ressarcir-lo dos custos de operação. Na ausência de fiscalização rigorosa, o contratado tem incentivo de inflar indevidamente seus custos e, com isso, absorver maior parcela do óleo produzido. Entretanto, controle similar já é feito pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que realiza, inclusive, auditorias nos custos das empresas. Pode-se questionar se uma adaptação nas atividades de fiscalização da ANP não resolveria adequadamente o problema, a custos inferiores, em particular, se fiscais da agência passassem a atuar diretamente dentro das empresas petroleiras.

Em relação aos controles sobre o volume de produção e sobre a comercia-

lização, se considerados oportunos, eles podem ser materializados por meio de outros instrumentos que não a criação da Petro-Sal. Entre os instrumentos, destacam-se: impostos sobre exportações, imposição de cotas de exportação ou criação de subsídios para executar uma política industrial.

Caso, entretanto, o Estado resolva comercializar ou estocar o petróleo, será necessário utilizar os serviços de uma empresa estatal. Isso porque tais atividades constituem-se em atividades econômicas, as quais, nos termos dos arts. 170, parágrafo único, e 173, § 1º, da Constituição, somente podem ser exercidas por empresas privadas ou por empresas estatais, que são pessoas jurídicas de direito privado.

Como a ANP não é uma empresa estatal e sim uma agência reguladora, não se admite, do ponto de vista jurídico-constitucional, que ela realize, diretamente, a comercialização ou estocagem do petróleo de propriedade da União. Ainda assim, a comercialização do petróleo poderia ser feita por meio da Petrobras; ou, ainda, a União poderia promover licitação para que uma empresa privada comercialize o petróleo do Estado. Essa empresa privada poderia ser o próprio explorador do campo de petróleo. Dessa forma, a criação de uma nova estatal é apenas uma opção.

Outra questão a ser colocada reside na possibilidade de o Estado arcar com custos de investimento, pesquisa e exploração do campo de petróleo, no modelo de partilha de produção chamado *joint venture*, previsto no art.

6º, parágrafo único, do PL nº 5.938, de 2009. Nesse caso, o Estado deverá realizar sua parceria com o contratado privado, necessariamente, por meio de uma empresa estatal, a qual poderá ser a Petrobras, não sendo necessária a criação de uma nova estatal.

Em conclusão quanto a esse ponto, não há necessidade, conveniência e mesmo constitucionalidade, por ausência de relevante interesse coletivo, na criação da Petro-Sal<sup>8</sup>.

Há dúvidas quanto à capacidade de a Petro-Sal implementar as políticas propostas. Existe a possibilidade de ela ser politicamente loteada, o que vai tirar a sua capacidade técnica de atuação. Outra possibilidade é a Petro-Sal vir a ser capturada pelos interesses da Petrobras, que não só será muito poderosa no novo modelo, como também é a entidade que formou a quase totalidade dos profissionais aptos a atuar na direção e operação da Petro-Sal. Como a Petrobras será operadora e sócia de todos os consórcios, ela terá todo incentivo para sonegar informações à Petro-Sal, de modo a aumentar seu lucro e reduzir os repasses ao governo.

### **Sobre o PL nº 5.940, de 2009, que cria o Fundo Social**

O Fundo Social (FS) terá como objetivos constituir poupança pública de

<sup>8</sup> Observe-se que a inconstitucionalidade decorrente da ausência de interesse público não é inconsistente com a conclusão anteriormente apresentada de que os aspectos formais do projeto atendem aos preceitos constitucionais.

longo prazo, e oferecer fonte regular de recursos para projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental. O FS tem também como objetivo mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo (cujo preço no mercado internacional é bastante variável).

Quanto à política de aplicação de recursos, o projeto de lei prevê como objetivos a busca de rentabilidade, segurança e liquidez das aplicações, e assegurar sua sustentabilidade financeira. Essa política será realizada pelo Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social – CGFFS, cuja composição e funcionamento serão estabelecidos por ato do Poder Executivo. O projeto dispõe, ainda, que os membros do CGFFS não farão jus à percepção de qualquer remuneração pelo desempenho de suas funções, e as respectivas despesas de operacionalização serão custeadas pelo próprio FS.

A gestão do Fundo caberá a dois órgãos. O Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social (CGFFS) estabelecerá as diretrizes referentes às aplicações dos recursos. Já o Conselho Deliberativo do Fundo Social (CDFS), que contará com participação de representantes da sociedade civil e da administração pública federal, será responsável por estabelecer a prioridade e a destinação dos recursos resgatados do FS. Assim como no caso do CGFFS, os membros do CDFS não

farão jus a qualquer forma de remuneração.

Salvo melhor juízo, não se verificaram inconstitucionalidades ou injuridicidades na proposição, ressalvada a sua estreita vinculação com o modelo preconizado no PL nº 5.938, de 2009, cujos problemas já foram evidenciados.

A proposta de se criar um fundo com recursos oriundos da exploração do petróleo é mais do que meritória. A prática é adotada em quase todos os países que dispõem de reservas abundantes de algum recurso mineral, não necessariamente petróleo. Esses fundos podem ter como objetivo acumular poupança, de forma a permitir que gerações futuras usufruam dos benefícios gerados pela extração do petróleo; ou estabilizar a economia, de forma a mitigar os impactos da volatilidade do preço do petróleo sobre o nível de atividade.

Ao que parece, o FS terá a função primordial de ser um fundo de poupança, apesar de o PL estabelecer que o FS terá também o objetivo de mitigar os efeitos das variações de preços do petróleo sobre a economia nacional. É preferível que o FS seja, de fato, um fundo de poupança. Em primeiro lugar, o Brasil é uma economia bastante diversificada, de forma que oscilações do preço do petróleo não deverão impactar tão severamente as receitas governamentais no futuro. Adicionalmente, em comparação com os fundos de estabilização, fundos de poupança dificultam (embora não impeçam) atitudes fiscais irres-

ponsáveis. Por fim, o Brasil possui diversas carências estruturais, que, para serem sanadas, vão requerer investimentos contínuos e de longo prazo, independentemente dos ciclos econômicos. Os fundos de poupança são mais adequados para financiar esses dispêndios, justamente por oferecerem um fluxo regular, e de longo prazo, de recursos.

Cabe discutir, entretanto, o mérito de aplicar os recursos do FS em diversas áreas, como combate à pobreza, educação, ciência e tecnologia e sustentabilidade ambiental. Ao permitir a dispersão do uso, aumenta-se a probabilidade de mudanças de orientação de gastos, gerando problemas similares ao de obras paradas.

Discute-se muito a possibilidade de o pré-sal vir a provocar, no Brasil, aquilo que se denomina por “doença holandesa”, que corresponde à desindustrialização e menor diversificação de economias que se tornam grandes exportadoras de recursos minerais. A doença holandesa ocorre porque o fluxo intenso de divisas decorrente das exportações provoca uma apreciação da taxa de câmbio, que faz com que a indústria local perca competitividade.

Para evitar (ou pelo menos atenuar) a doença holandesa, deve-se investir em aumento de produtividade dos setores exportadores (ou que competem com importações) não ligados ao petróleo. Por isso, o uso dos recursos em educação, desenvolvimento tecnológico e infra-estrutura podem contribuir fortemente para evitar a doença

holandesa no Brasil. Simetricamente, canalizar recursos para erradicação da pobreza aumenta a probabilidade de ocorrência da doença holandesa no País, pois estimula o consumo de bens não-comercializáveis (basicamente serviços), o que gera elevação interna de preços e conseqüente valorização do câmbio real.

Sobre os pontos polêmicos do PL, questiona-se o excesso de poder dado ao Comitê Gestor. O PL deveria estabelecer parâmetros mínimos referentes à aplicação de recursos, bem como a política de saques. Deveria haver maior participação do Congresso Nacional nas definições de metas de aplicação e resgate de recursos do Fundo Social.

O projeto de lei prevê a possibilidade de contratação de instituições financeiras federais para a aplicação de recursos financeiros do Fundo Social. Não há por que restringir a contratação aos bancos federais. A contratação dos serviços bancários deveria ser feita mediante licitação.

De acordo com o projeto de lei, o Fundo será subordinado à Presidência da República, o que lhe confere um volume substancial de recursos que poderá ser usado para barganhas políticas, concentrando mais poder em suas competências. Isso reforça ainda mais a necessidade de a Lei prever, com maior precisão, os critérios de saques e de aplicações dos fundos.

Deve-se questionar, também, a proibição de remunerar os membros do Comitê Gestor e do Conselho Delibe-

rativo. Presume-se que é necessário algum tipo de capacitação para participar desses órgãos e que os membros terão de dedicar tempo para as atividades, analisando relatórios, participando de reuniões, propondo sugestões, etc. Não há por que ser um trabalho não-remunerado. Isso aumenta a probabilidade de indivíduos incompetentes ou mal-intencionados se dedicarem às atividades.

É importante ficar atento para possível inconsistência em relação ao novo fundo previsto nos artigos 9º e 10, que terá por finalidade promover a aplicação em ativos no Brasil e no exterior. Provavelmente, trata-se do fundo previsto no art. 6º de Projeto de Lei nº 5.938, de 2009, que regula o contrato de partilha, destinado a fazer investimentos na área do pré-sal. O PL nº 5.938 estabelece que tal fundo será criado por lei, enquanto o fundo previsto nos artigos 9º e 10 do PL nº 5.940, de 2009, será criado por ato da União.

### Sobre o PL nº 5.941, de 2009, que dispõe sobre a capitalização da Petrobras

O Projeto de Lei em questão procura estruturar e autorizar a seguinte operação financeira:

- 1) O Tesouro Nacional emite títulos públicos e, com eles, integraliza capital da Petrobras.
- 2) A Petrobras compra, da União, o direito de explorar 5 bilhões de barris, pagando com títulos públicos (títulos do Tesouro).

- 3) Como resultado, a Petrobras teria a garantia de uma área de alto potencial produtivo para ser explorada, sem que isso tenha exigido que a empresa buscasse recursos próprios ou empréstimos no mercado para adquirir tal direito. Se todas as operações forem corretamente precificadas, o Tesouro, não terá sua situação alterada: os títulos que emitiu são cancelados, e a maior quantidade de ações da Petrobras de que agora dispõe compensa o fato de a União ter aberto mão de direitos sobre os 5 bilhões de barris de petróleo.

Sob o prisma da constitucionalidade, o projeto, ao autorizar a cessão onerosa, **sem licitação**, dos direitos de exploração de até cinco bilhões de barris, promove injustificado favorecimento da Petrobras. Aproveitam-se integralmente os argumentos apresentados quando da análise do PL nº 5.938, de 2009, relativos à concessão de tratamento diferenciado em prol da Estatal e, na outra ponta, em menoscabo das empresas particulares que concorrem ou possam querer concorrer com ela no mercado.

Além da ausência de licitação, o PL não estabelece parâmetros mínimos para a precificação da cessão onerosa. Há o receio, assim, de que essa avaliação possa ser excessivamente favorável ou desfavorável aos acionistas da Petrobras, dependendo do valor que será efetivamente pago pela cessão de direitos. No primeiro caso, o fato representará uma transferência de riqueza, da União para os acionistas da estatal, dos quais, mais de 60% são do

setor privado. No segundo caso, haverá prejuízo para esses acionistas.

Os títulos públicos usados na capitalização da Petrobras poderão ser usados, segundo o projeto de lei, para que a empresa adquira o direito de exploração de até cinco bilhões de barris de petróleo. Dependendo do **período transcorrido entre a capitalização da Petrobras e a efetivação da cessão onerosa do direito de exploração**, o valor de mercado dos títulos pode variar substancialmente, o que, por sua vez, pode implicar perdas ou ganhos para a empresa. Destaca-se que o Projeto de Lei nada dispõe sobre esse período.

O Projeto de Lei silencia quanto à cobrança de participação especial, gerando dúvidas se essa participação governamental será cobrada, ou não, na respectiva exploração de petróleo. O projeto é igualmente omissivo com relação a outras receitas governamentais, como o bônus de assinatura e a chamada “parcela de óleo excedente”. De acordo com o PL nº 5.938, de 2009, todas as áreas sujeitas à partilha estão sujeitas ao pagamento de participação especial, bônus de assinatura e parcela de óleo excedente. É cabível a interpretação de que o PL nº 5.941, caso venha a ser sancionado por último, implicitamente revoga os dispositivos do PL nº 5.938 referentes às participações governamentais nas áreas em que houve cessão onerosa do direito de exploração.

O Projeto de Lei limita em 12 meses, a contar da publicação da lei, o prazo para que a União ceda onerosamente

o direito de exploração à Petrobras. Caso isso não ocorra, haverá então somente a capitalização da empresa, ou toda a operação será revertida? Em princípio, o projeto de lei não vincula a capitalização à cessão onerosa. Mas a capitalização da Petrobras pura e simples, sem a cessão onerosa, trará impactos substanciais para a dívida pública mobiliária, tendo em vista que, em algum momento, a empresa venderá os títulos para financiar seus investimentos.

Caso venha a utilizar todos os recursos provenientes da capitalização para a aquisição de direitos de exploração, a Petrobras continuará sem capital para enfrentar os custos de explorar e operar campos em toda a área do pré-sal. É verdade que poderá atrair mais empréstimos, por se tratar de um devedor com maior capacidade de pagamentos. Mas isso pode ser insuficiente.

Como é praticamente impossível delimitar uma área que contenha exatamente a quantidade de barris estipulada, o projeto deveria prever como ocorrerá a exploração no caso de o campo possuir mais de cinco bilhões de barris. Essa exploração se dará por regime de partilha? Quais as receitas governamentais devidas? A Petrobras deverá pagar um bônus de assinatura para explorar o petróleo excedente? São pontos importantes que o projeto deveria incorporar.

## PARTE I – ASPECTOS ECONÔMICOS RELACIONADOS AOS PROJETOS DO PRÉ-SAL

### 1. INTRODUÇÃO

Esta Parte analisará, separadamente, os aspectos econômicos e técnicos de cada um dos quatro projetos enviados no início de setembro pelo Poder Executivo para dispor sobre o marco regulatório da exploração na camada do pré-sal.

Além desta Introdução, esta Parte está dividida em cinco capítulos, auto-contidos, que podem ser lidos independentemente dos demais. O próximo capítulo descreve o regime de partilha de forma genérica, mostrando os diferentes arranjos existentes para essa modalidade de contrato e comparando-a com regimes de concessão. O Capítulo 3 trata do modelo de partilha de produção que se quer implementar no Brasil, nos termos do Projeto de Lei nº 5.938, de 2009. Os outros capítulos analisam os demais projetos de lei. Antes de iniciá-los, gostaríamos de fazer dois comentários.

O primeiro, referente aos termos utilizados. Os quatro projetos dispõem sobre a exploração e produção de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos. Entretanto, com o objetivo de facilitar a leitura, utilizaremos os termos “petróleo” ou “óleo” para nos referirmos ao conjunto de hidrocarbonetos objeto do PL, incluindo o gás. Quando houver necessidade de utilizar o termo petróleo

em seu sentido mais estrito, explicitaremos que a referência não abrange os demais hidrocarbonetos fluidos.

Em relação à técnica legislativa, recomendamos a tramitação conjunta de todos os projetos, ou, pelo menos, dos PL nºs 5.938, 5.939 e 5.941. A tramitação conjunta permitiria a elaboração de um texto mais harmonizado e evitaria a aprovação de leis que pudessem se tornar inócuas. É possível, por exemplo, que o PL nº 5.939 seja aprovado, criando a Petro-Sal, mas que o PL nº 5.938 seja rejeitado, fazendo com que não seja introduzido o regime de partilha. O PL nº 5.941 prevê que a Petrobras pagará somente os *royalties* sobre o petróleo extraído nas áreas em que ocorreu a cessão onerosa. Já o PL nº 5.938 prevê que todo contrato de partilha deverá pagar, para o governo, bônus de assinatura, *royalties*, participação especial e parcela do óleo excedente. O que efetivamente será pago dependerá, portanto, da ordem de publicação das eventuais leis que venham a ser criadas, dado que a lei de publicação posterior revogará tacitamente o conteúdo da outra que com ela esteja em desacordo.

Ainda em relação à técnica legislativa, o ideal seria incluir o conteúdo dos projetos – caso se entenda mereçam ser aprovados – na Lei nº 9.478, de 1997, conhecida como Lei do Petróleo. Isso porque os projetos tratam de uma série de providências que têm forte interseção com o disposto na Lei do Petróleo, como a regulação de individualização de campos ou a definição de atribuições para a ANP e para o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

## 2. OS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

### 2.1. Aspectos gerais

#### 2.1.1. Origem histórica do contrato de partilha de produção

A primeira aplicação do contrato de partilha de produção, nos moldes que possui na atualidade, remonta à Venezuela, que o adotou nos anos 60. O formato mais refinado e moderno desse modelo contratual foi desenvolvido na Indonésia, em 1966.

A partilha de produção foi originariamente concebida como resposta nacionalista ao modelo de concessão.

#### 2.1.2. Definição do contrato de partilha de produção

Pelo contrato de partilha de produção, a propriedade do petróleo extraído é exclusiva do Estado, em contraste com a propriedade exclusiva do concessionário, no caso da concessão. Cabe ao contratado explorar e extrair o petróleo, às suas expensas, em troca de uma parte do petróleo extraído. As reservas não extraídas permanecem na propriedade do Estado.

O contratado assume todos os custos e riscos da exploração, bem como é o único que opera a exploração, não possuindo qualquer direito de indenização contra o Estado caso o campo

explorado não seja comerciável. Tais custos e riscos são assumidos pelo contratado em troca de uma partilha da produção resultante.

Ao assinar o contrato, o contratado submete ao Estado o cronograma de trabalho e o orçamento do projeto (as despesas), o qual deve refletir um mínimo de esforço exploratório a ser desempenhado pelo contratado.

É admissível o pagamento de bônus de assinatura na partilha de produção, mas a prática mais comum é não pagar bônus: vence a licitação o contratado que conferir uma maior participação, em favor do Estado, no volume de petróleo produzido.

O contratado assume, ainda, o controle gerencial do projeto de exploração e produção de petróleo, sendo de sua propriedade os equipamentos utilizados na exploração e produção de petróleo, os quais passarão a ser de propriedade do Estado quando o contratado for, integralmente, ressarcido pelos custos incorridos (o art. 32, § 2º, do Projeto prevê a reversão de bens em favor da União, findo o contrato de partilha de produção).

A parte da produção que cabe ao Estado é retida e vendida ou armazenada por ele próprio, mas o Estado poderá se valer de uma empresa estatal para gerenciar a comercialização de seu petróleo ou mesmo poderá contratar o próprio explorador (o contratado) do campo para administrar e comercializar o petróleo de sua propriedade.

### 2.1.3. O custo em óleo (*cost oil*) e o excedente em óleo (*profit oil*)

A partilha da produção é realizada da seguinte maneira: uma parte da produção é retida pelo contratado a fim de recompensar seus custos de exploração, desenvolvimento e produção. Essa parcela é chamada de *cost oil* ou custo em óleo. De acordo com a experiência internacional, gastos a título de depreciação normalmente não são admitidos, isto é, não são considerados custos do contratado. Quando admitidos, possuem prazos diferidos para o lançamento, o que aumenta o retorno do Estado e estimula a companhia a produzir por longos períodos, a fim de que possa lançar as depreciações ocorridas.

A parcela restante de petróleo é chamada de *profit oil* ou excedente em óleo, a qual é dividida entre Estado e contratado por uma fórmula estabelecida no contrato, a qual pode ser fixa ou progressiva, em caso de elevados níveis de volume de produção.

O excedente em óleo, em regra, costuma ser dividido à razão de 60% para o Estado e 40% para o contratado. Mas tal fração pode variar, em atenção aos seguintes aspectos: a) o volume de produção, capaz de fomentar a adoção de uma fração progressiva em favor do Estado; b) o preço do petróleo, o qual, se maior, favorece a adoção de uma fração mais favorável ao Estado; c) a taxa de retorno esperada pelo investimento, tema esse que pode ser levado em consideração pelos licitantes quando da oferta deduzida no leilão, induzindo-

os a ofertar uma parcela maior ou menor ao Estado, quando da efetivação dos seus lances. Como anotado acima, deve o Projeto ser emendado para estabelecer um piso percentual de excedente em óleo a ser entregue à União, o qual não poderá ser inferior a 40% do excedente em óleo, seja o contratado a Petrobras ou empresa privada.

Em certos contratos de partilha de produção, conhecidos como “modelo egípcio”, a parte de *cost oil* não utilizada para cobrir custos (é o que ocorre se os custos efetivos forem menores do que os estimados), chamada de *unused cost oil*, é reclassificada para *profit oil* e, então, partilhada entre contratado e Estado como *profit oil*. Este ponto também não está esclarecido no Projeto.

Há também outro tipo de contrato de partilha de produção, conhecido como “modelo peruano”, em que a parte devida ao contratado é calculada sobre o volume total de produção, sem que o petróleo, portanto, seja dividido em *cost oil* e *profit oil*. Este modelo foi rechaçado pelo Projeto, o qual expressamente dividiu o petróleo produzido em óleo de custo, *royalties* e excedente em óleo.

### 2.1.4. Rentabilidade estatal no contrato de partilha de produção

Não há uma vantagem intrínseca no contrato de partilha de produção, quando comparado ao modelo de concessão, no que se refere à rentabilidade assegurada ao Estado.

Ambos podem convergir para a mesma rentabilidade, conforme os critérios estabelecidos. Segue tabela ilustrativa, que contempla três cenários: baixo, médio e alto risco exploratório<sup>9</sup>:

Isso porque os custos não recuperados pelo contratado em certo ano, hipótese mais comum no início de execução do contrato, podem ser carregados para os anos seguintes, o que impede o Estado de auferir re-

Tipo de contrato	Alto risco	Risco médio	Baixo risco
Concessão	<i>Royalties</i>	<i>Royalties</i> e tributação convencional (imposto de renda)	<i>Royalties</i> , tributação convencional e participação especial em lucros extraordinários
Partilha de produção	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos e tributação convencional sobre a parcela de <i>profit oil</i> do contratado	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos, tributação convencional sobre a parcela de <i>profit oil</i> do contratado e parcela progressiva do Estado na partilha do <i>profit oil</i>

### 2.1.5. Renda estatal *ex ante* e *ex post*

Um ponto importante a ser observado, mas pouco explorado pela mídia brasileira, reside no momento em que o Estado recebe sua parcela de petróleo: se no início do contrato, se no final do contrato ou mesmo se há equilíbrio, ao longo do contrato, no pagamento das receitas estatais.

A despeito de admitir todas as hipóteses em sua pactuação, o contrato de partilha de produção costuma garantir, ao contratado, receitas no início da execução contratual; ao Estado cabe, em consequência, receitas mais expressivas ao final do contrato.

ceitas no início de execução do contrato.

Tais custos não recuperados são lançados nos anos seguintes, mas o são em valores corrigidos monetariamente até a data da efetiva dedução, a fim de evitar prejuízos derivados de atrasos na recuperação de custos.

E, como os primeiros volumes de petróleo produzidos irão, em regra<sup>10</sup>, compor a parcela do *cost oil*, a partilha de produção acelera a recuperação de custos incorridos pelo contratado<sup>11</sup>.

Por consequência, tal sistema não propicia renda ao Estado no início do contrato, situação essa que se inver-

<sup>9</sup> SUNLEY, Emil, BAUNSGAARD, Thomas and SIMARD, Dominique. Revenue from the oil & gas sector: issues and country experience, in DAVIS, J.M., OS-SOWSKI, R, and FEDELINO, A. Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-Producing Countries. Washington, D.C, 2003.

<sup>10</sup> O contrato de partilha de produção pode prever pactuação diversa, o que seria interessante para o Estado no que respeita ao momento de partilha das receitas.

<sup>11</sup> Se comparado ao regime de concessão, a recuperação dos custos incorridos pelo contratado é bem mais rápida no contrato de partilha de produção.

te ao final do contrato, momento em que a fatia do Estado poderá aumentar significativamente, em boa parte devido ao mecanismo de limitação de recuperação de custos, de modo a compensar a ausência de ganhos no início do contrato.

Diz-se, assim, que a partilha de produção gera, para o Estado, receitas *ex post*. Tais ganhos podem até compensar a ausência de receita ao Estado no início do contrato, mas será desafiante incentivar a companhia petrolífera a continuar produzindo até o esgotamento do campo de petróleo. Como mecanismo de incentivo ao contratado, tem-se como exemplo o lançamento diferido das depreciações.

### 2.1.6. O contrato de partilha de produção exige uma nova empresa estatal?

Foi amplamente divulgado pela mídia brasileira que o contrato de partilha de produção exige a criação de uma nova empresa estatal. Ocorre que, de um ponto de vista estritamente jurídico, trata-se de uma afirmação falsa. Explica-se.

Como o Estado, na partilha de produção, é proprietário de parte do petróleo extraído, deve o contratado entregar o petróleo *in natura* ao Estado ou pagar ao Estado o valor desse petróleo em dinheiro. As duas hipóteses são possíveis na partilha de produção.

Caso o Estado opte por receber sua parte de petróleo em dinheiro, é evi-

dente a desnecessidade de uma empresa estatal.

Caso, entretanto, queira o Estado receber sua parcela de petróleo *in natura*, necessariamente caberá ao Estado o ônus de comercializar (exportar ou vendê-la às refinarias) ou estocar tal petróleo. No caso do Brasil, conforme será discutido na Seção 2.2 da Parte II, a Constituição Federal exige que a comercialização do petróleo, por ser uma atividade de cunho estritamente econômico, tem de ser feita por empresa privada ou estatal.

Outra questão a ser colocada reside na possibilidade de o Estado arcar com custos de investimento, pesquisa e exploração do campo de petróleo, no modelo de partilha de produção chamado *joint venture*, descrito adiante (Seção 2.1.11) e previsto no art. 6º, parágrafo único, do PL nº 5.938, de 2009.

Nesse caso, o Estado deverá realizar sua parceria com o contratado privado, necessariamente, por meio de uma empresa estatal.

### 2.1.7. Introdução de royalties no contrato de partilha de produção

É admissível a introdução de *royalties* na partilha de produção, o qual seria pago em petróleo, antes de se proceder às divisões entre *cost oil* e *profit oil*. O PL nº 5.938, de 2009, prevê esse pagamento nos arts. 2º, inc. XIII e 42, inc. I e § 1º.

Como alternativa aos *royalties*, e de uso mais comum no contrato de

partilha, está a limitação do valor de custos recuperáveis pelo contratado, fixado, em regra, entre 40% e 60% do petróleo produzido, alíquota essa que varia muito de país para país, mecanismo capaz de garantir, sempre, a existência de uma parcela de *profit oil*.

Trata-se de uma cláusula interessante para o Estado, em especial se o projeto for de baixa lucratividade, e que põe um limite à possibilidade de o contratado superfaturar seus custos.

### 2.1.8. Imposto de renda

O contratado paga imposto de renda sobre sua parcela no *profit oil*. O pagamento pode ser realizado em petróleo ou em dinheiro. Uma cláusula de estabilidade fiscal pode ser acordada entre o Estado e o contratado: se a alíquota do imposto de renda aumentar durante a exploração, o desenvolvimento ou a produção do petróleo, automaticamente aumenta-se a fração de *profit oil* devida ao contratado, a fim de compensar os efeitos do imposto de renda majorado. Trata-se de incentivo ao investimento, em especial de empresas estrangeiras, dado que o mecanismo afasta o risco fiscal (risco de elevação das alíquotas de imposto de renda ao longo da exploração do contrato).

Outro aspecto do contrato de partilha é que este modelo contratual pode facilitar a leitura, pelo contratado, do regime fiscal adotado no país, quando todas essas regras estiverem no contrato de partilha, notadamente

se o excedente em óleo pertencente à empresa não for tributado.

O regime tributário brasileiro não foi alterado pelo Projeto. Deste modo, tal cláusula de estabilidade fiscal não é prevista no modelo brasileiro o que, em princípio, não prejudica o interesse da União, salvo se o modelo não atrair investidores em razão da ausência desse mecanismo.

### 2.1.9. Expertise para negociação e monitoramento do contrato de partilha

Se comparado a um contrato padrão de concessão, o contrato de partilha, normalmente, exige mais experiência dos agentes do Estado em negociar o contrato de exploração e produção de petróleo. Isso porque se trata de um contrato mais complexo e, nessas circunstâncias, as companhias petrolíferas possuem uma facilidade maior, se comparadas ao Estado, em identificar o verdadeiro conteúdo econômico (o valor real) do contrato firmado.

Essa facilidade decorre do maior volume de informações disponível em favor da companhia, em especial no que se refere à exata compreensão dos custos envolvidos no projeto de exploração e produção de petróleo.

Como a partilha ocorre sobre a parcela do óleo excedente, o contratado tem incentivos para exagerar os custos reportados (por exemplo, ao inflar o custo de transporte pago à empresa do mesmo grupo econômi-

co) ou mesmo simulando preços artificiais de venda a empresas coligadas (subsidiárias, por exemplo), prática conhecida como transferência de preços. Dessa forma, conseguem reduzir o montante de óleo a ser compartilhado com o governo. Por isso, os esforços de monitoramento contábil pelo Estado são consideráveis.

Se a opção for gerenciar o contrato de partilha de produção por meio de uma entidade integralmente estatal (uma empresa pública), restará ampliada a estrutura burocrática do Estado. A experiência internacional recomenda, ainda, que o Estado contrate serviços de contabilidade de alto padrão, a fim de monitorar, com eficiência, os gastos do contratado. Os ganhos derivados da fiscalização, na hipótese, superam em larga escala os custos incorridos com o serviço de contabilidade.

Seja qual for a opção adotada, os agentes do Estado devem conhecer tanto quanto – ou até mais do que – as empresas exploradoras, os detalhes sobre riscos do negócio, custos de exploração, tecnologias envolvidas, qualidade do petróleo produzido etc. Em suma, quando comparado ao modelo de concessão, o contrato de partilha de produção exige mais informações *ex ante* sobre a real lucratividade do campo de petróleo.

Contratos de concessão mais sofisticados, em que o governo auferre receitas incidentes sobre alguma forma de lucro, em oposição a receitas sobre o faturamento, também requerem maior *expertise* do Estado. Isso ocorre no caso brasileiro, em que par-

te importante da renda do petróleo provém das participações especiais, que incidem sobre o faturamento do campo, deduzido de alguns custos de produção. Ainda assim, a participação especial constitui somente parte das receitas no regime de concessão brasileiro, o grau de *expertise* requerido é menor do que em um regime tradicional de partilha, em que a quase totalidade da receita é baseada na partilha do óleo excedente.

#### 2.1.10. Possibilidade de contestação judicial dos contratos

Outro aspecto do contrato de partilha de produção reside na possibilidade jurídica de sua revisão ou contestação judicial de suas cláusulas. Como a maior parte do regramento está no contrato, e não em leis, a posição jurídica do contratado é fortalecida diante do Estado, dado que o contratado se considera legitimado a discutir cláusulas de um contrato em igualdade de posição jurídica frente ao Estado. Na concessão, como a maior parte das regras está prevista em lei, o contratado não possui a mesma vantagem jurídica, já que a inserção da regra em lei confere maior força vinculante ao comando normativo.

#### 2.1.11. Partilha de produção e *joint venture* entre Estado e contratado

Um caminho alternativo para o Estado, mas dentro do modelo geral de partilha de produção, é o seu enga-

jamento como sócio do contratado na assunção de custos e partilha de lucros na exploração e no desenvolvimento do projeto e, também, embora raro, na fase de produção.

É a chamada *joint venture* ou, ainda, *State Equity* e tem por objetivo, para o Estado: a) fomentar o sentimento de nacionalismo na condução da exploração de petróleo; b) facilitar a transferência de tecnologia, segredos industriais, habilidades comerciais e *know-how* do contratado para o Estado; e, c) obter maior controle sobre o desenvolvimento do projeto.

Há casos de países ricos que assumem integralmente o custo do projeto e contratam o explorador de petróleo tão-somente para transferir tecnologia e *know-how* ao Estado.

A *joint venture*, entretanto, impõe adversidades ao Estado, tais como: a) o custo de investimento estatal, muitas vezes de valor vultoso e de pagamento vinculado no tempo (as entradas estatais), acarretará constrição orçamentária para o Estado, especialmente se for pago em dinheiro; b) como o Estado arca com parte do custo, haverá o risco de prejuízos para ele se o projeto não for lucrativo; c) podem existir conflitos de interesse entre o Estado regulador e o Estado-empresário, sócio na *joint venture*, especialmente quanto ao impacto ambiental e social do projeto; e d) a experiência demonstra que a ação estatal como regulador costuma ser mais eficaz do que na condição de sócio.

As companhias petrolíferas não apreciam, em regra, as *joint ventures*,

porque tal união acaba por partilhar culturas diferentes, as quais geram impacto negativo na eficiência produtiva. Mas são inegáveis as vantagens financeiras da *joint venture*, porque o Estado possui mais recursos para investir do que as empresas, bem como consegue captar empréstimos a taxas bem menores do que as empresas; dessa forma, a capacidade de produção de petróleo resultante tende a ser maior.

O uso da *joint venture* não é tão comum na experiência internacional, mas todos os países resguardam para si o direito de iniciar uma *joint venture* por cláusula expressa no contrato de partilha de produção.

Nas *joint ventures* em operação, o Estado, na maioria dos casos: a) participa com trinta por cento do investimento; b) concentra sua participação na fase de exploração; c) não participa na fase de produção; d) promove o ressarcimento de parte dos custos do concessionário, inclusive de custos realizados antes do ingresso do Estado no projeto (custos passados); e e) paga a sua parte ao concessionário em dinheiro, em partilha de produção ou em benefícios fiscais.

### 2.1.12. Partilha de produção e maturidade institucional

A adoção do contrato de partilha de produção é mais comum nos países com pouco desenvolvimento de instituições, incapazes de assegurar um regime fiscal-tributário estável e

amadurecido. Isso justifica a incidência comum desse contrato na África, na Ásia, no Oriente Médio e nos países caribenhos.

Países com projetos de extração de petróleo mal-sucedidos possuem dificuldades em iniciar novos projetos por meio do contrato de partilha de produção. O mais comum, na hipótese, será a adoção do modelo de concessão.

### 3. O PROJETO DE LEI Nº 5.938, DE 2009, QUE DISPÕE SOBRE A PARTILHA DE PRODUÇÃO

#### 3.1. Introdução

O Projeto de Lei (PL) nº 5.938, de 2009, dispõe sobre a exploração e produção de hidrocarbonetos, em especial, petróleo e gás, sob o regime de partilha de produção em áreas do pré-sal e estratégicas. Também altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, conhecida como Lei do Petróleo, e dá outras providências, como definir atribuições para órgãos do Poder Executivo responsáveis pela formulação, implementação e execução da política energética e dispor sobre participações governamentais.

Este Capítulo está organizado em mais quatro seções, além desta Introdução. Na Seção 3.2 apresentamos um resumo do projeto, explicando o regime de partilha proposto e quais os papéis que a Petrobras e a nova empresa pública criada para gerir

os contratos – a Petro-Sal – terão no novo marco regulatório.

A Seção 3.3 discute os pontos positivos do PL, quais sejam, a alteração da sistemática do leilão, para privilegiar a proposta que oferece maior participação da União; e a definição de regras para casos de individualização de campos produtores limítrofes a áreas não concedidas ou não licitadas.

A Seção 3.4, a mais extensa, discute os principais pontos polêmicos. São esses: os benefícios concedidos à Petrobras; a participação da Petro-Sal nos processos decisórios; a exigência de conteúdo nacional; o pagamento da participação governamental em óleo, e não em dinheiro; a eventual perda de poder da agência reguladora, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP); e a própria mudança de regime, de concessão para partilha.

Finalmente, a Seção 3.5 apresenta enumera características de contratos de partilha que deveriam ser explicitados na Lei que regulamenta o regime.

Sintetizando as principais conclusões deste Capítulo, não há vantagem clara em mudar de regime, de concessão para partilha. Os argumentos utilizados a favor da partilha – maior participação e controle do governo – são frágeis ou incorretos.

Como visto na Seção 2.1.4, regimes de concessão e de partilha podem gerar a mesma receita para o governo, tudo depende das alíquotas estipuladas.

Quanto ao controle, pode-se entendê-lo em dois níveis: auditoria das empresas, e controle sobre o destino do óleo extraído. Em relação à auditoria, um regime de concessão também permite tanto controle quanto um de partilha, bastando haver uma agência reguladora forte, capaz de regular e fiscalizar adequadamente o setor. E para controlar o uso do óleo extraído, não é necessário que o governo seja proprietário desse óleo. Um sistema adequado de tributação e subsídios é capaz de gerar os mesmos resultados, com maior transparência e menores custos de transação. Por esses motivos, não há porque excluir, *a priori*, a possibilidade de manter o regime de concessão para áreas do pré-sal.

### 3.2. Resumo

O PL nº 5.938, de 2009, introduz a modalidade de partilha de produção para exploração das jazidas de petróleo localizadas na área do pré-sal ou em áreas que venham a ser consideradas estratégicas, ambas delimitadas por ato do Poder Executivo. O PL também prevê que a Petrobras tenha maior participação no mercado, conforme descrição mais abaixo, e estabelece atribuições importantes para a Petro-Sal, como participação no comitê operacional, que administrará o consórcio vencedor.

No regime de partilha, conforme definição do inciso I do art. 2º, o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção. Caso o bloco se revele improdutivo, o contra-

tado perde os investimentos realizados, sem direito a qualquer compensação por parte da União. Quando for possível a exploração comercial, o contratado tem o direito de restituição do **custo em óleo** e de parcela do **excedente em óleo**.

O custo em óleo corresponde à parcela da produção de petróleo destinada a ressarcir o contratado pelos custos e investimentos realizados para executar as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações. O contrato de partilha deverá prever limites, prazos e condições para o cálculo desse custo. O excedente em óleo corresponde à parcela da produção que será repartida entre a União e o contratado, depois de deduzidas as parcelas relativas ao custo em óleo e algumas outras despesas especificadas.

A parcela que caberá à União será definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), no caso de contratações diretas com a Petrobras, conforme explicado adiante, ou em leilão, no caso de licitação. Observe-se que a União será proprietária do óleo extraído, e sua comercialização poderá ser feita pela Petrobras, dispensada licitação. No atual modelo de concessão, a participação governamental é paga em dinheiro, e não em óleo: o óleo extraído pertence ao contratado.

A cessão dos blocos ocorrerá de duas formas: via contratação direta, em que o contrato de exploração é feito diretamente entre a União e a Pe-

trobras, sem licitação; ou mediante licitação na modalidade leilão, cujo vencedor será o licitante que oferecer maior parcela do óleo excedente para a União.

Em todos os casos, de contratação direta ou de licitação, a Petrobras será a operadora, que é o agente responsável por conduzir a execução, direta ou indiretamente, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção.

Quando houver licitação, o vencedor deverá formar um consórcio com a Petrobras, que terá participação mínima de 30%, e com a Petro-Sal. O texto do projeto não deixa claro se o consórcio é feito após a licitação, ou se é feito antes. Se for feito após a licitação, não ficou definido como será a participação da Petrobras. Isso porque o PL prevê que o edital de licitação deverá conter somente a participação mínima da Petrobras, não estabelecendo qual o percentual exato entre esse mínimo e 100% que caberá à estatal. O PL não menciona se, dentro dessa faixa de valores, o percentual exato será definido pela Petrobras, pelo licitante vencedor ou pelo órgão regulador.

Ao contrário da Petrobras, que terá direitos e obrigações proporcionais à sua participação no consórcio, a Petro-Sal não assumirá nenhum risco e tampouco efetuará quaisquer dispêndios para exploração e extração do petróleo. Quando a Petrobras for a única contratada, seja porque ob-

teve o direito por contratação direta, seja porque venceu a licitação, ela também deverá se consorciar com a Petro-Sal, que, como nos demais casos, não assumirá nenhum risco ou incorrerá em quaisquer gastos de investimento.

O consórcio formado pela Petrobras e Petro-Sal ou pela vencedora da licitação, Petrobras e Petro-Sal, será administrado por um comitê operacional, cujas atribuições, dentre outras, serão: definir os planos de exploração; estabelecer os programas anuais de trabalho e de produção; analisar e aprovar os orçamentos; supervisionar as operações; e definir os termos de acordos de individualização. Metade dos membros do comitê será indicada pela Petro-Sal, inclusive seu presidente, que terá o voto de qualidade e poder de veto. Isso implica uma participação máxima de 35% para um licitante vencedor (exceto a Petrobras) no comitê operacional, e de 50% para a Petrobras.

Em relação às participações governamentais, além da parcela do óleo excedente, introduzida no projeto, o PL nº 5.938, de 2009, mantém o bônus de assinatura, os *royalties* e, temporariamente, a participação especial, todos presentes no marco regulatório atual<sup>12</sup>. A participação especial será exigida enquanto não for aprovada lei sobre participação no resultado da produção do petróleo ou compensação financeira, conforme prevê o § 1º do art. 20 da Constituição Federal. O bônus de assinatura passará a ter um

<sup>12</sup> Para os casos de exploração em terra, é devido também pagamento de até 1% para seu proprietário.

valor predeterminado, definido pelo CNPE e estabelecido em contrato. Atualmente, o bônus de assinatura é definido em leilão, constituindo-se no critério de definição do licitante vencedor.

Outro tema importante tratado no projeto é a individualização. Quando uma jazida se estende além do bloco concedido ou partilhado, é necessário estabelecer regras para individualização da produção. Atualmente, a Lei do Petróleo prevê que, em caso de jazidas que se estendem por áreas **concedidas**, os concessionários deverão chegar a um acordo e, se não o fizerem, a ANP definirá as condições de individualização. O PL nº 5.938, de 2009, mantém procedimento análogo para áreas já concedidas ou partilhadas, mas inova ao dispor sobre jazidas que se estendem por áreas ainda não concedidas ou não partilhadas. Nesse caso, a Petro-Sal irá representar a União. A ANP forneceria à Petro-Sal as informações necessárias para a realização do acordo junto ao consórcio responsável pela exploração da área. Caso a ANP não possa recolher diretamente as informações necessárias (o que é muito provável, por não possuir corpo técnico para tal), deverá contratar a Petrobras para avaliar as jazidas a serem individualizadas.

### 3.3. Pontos positivos

O PL nº 5.938, de 2009, inova em dois pontos que consideramos muito positivos. O primeiro é mudar o critério de vencedor do leilão, passando a ser o que oferece maior parcela de óleo

excedente para a União. O segundo é tratar da individualização dos poços para as situações em que a jazida abrange áreas não concedidas ou não partilhadas.

#### 3.3.1. Alteração no critério de vencedor dos leilões, de maior lance para bônus de assinatura, para maior parcela do governo no óleo excedente

O bônus de assinatura é um pagamento antecipado, feito uma única vez, pelo direito de exploração. Na legislação atual, o direito de exploração é concedido ao licitante que oferecer maior bônus de assinatura. Já no PL nº 5.938, de 2009, conforme já explicado, o direito de exploração será concedido ao licitante que oferecer maior parcela de óleo excedente para a União.

As principais vantagens do bônus de assinatura são garantir uma receita antecipada à União e impedir que empresas com pouca capacidade participem da licitação. Isso porque, uma vez pago o bônus de assinatura, o vencedor do leilão terá todo o interesse em explorar a área, para recuperar o gasto inicial com o pagamento do bônus. Um sistema que não obriga um investimento inicial pode estimular a participação de licitantes que não estejam tão interessados em explorar a área. Por exemplo, um sistema em que o concessionário é obrigado a pagar somente parte (em unidades monetárias ou em óleo) de sua produção para o governo pode

induzir empresas não interessadas em produzir a participarem do leilão e oferecerem participações governamentais extremamente altas, com o único objetivo de impedir que seus concorrentes ganhem participação no mercado. Para desestimular esse tipo de comportamento, é importante manter o bônus de assinatura, como faz o PL sob análise. Conforme já colocado, o bônus de assinatura passa a ser fixado, deixando de ser determinado em leilão.

Em um mundo onde as informações fossem completas e perfeitamente simétricas, não houvesse incertezas, nem imperfeições no mercado de capitais, e onde as empresas operassem em um regime de concorrência perfeita, seria indiferente o governo ter suas receitas com base em bônus de assinatura ou com base na produção (como é o caso na partilha). O bônus de assinatura corresponderia exatamente ao valor presente do fluxo futuro das parcelas do óleo excedente transferidas para a União. Mas as hipóteses acima claramente não se verificam e, o mais provável, é que o bônus de assinatura, mesmo em um leilão competitivo, gere menos receita para o governo. Basta lembrar que existe incerteza, tanto em relação à quantidade de petróleo que se encontra no fundo do mar como em relação aos custos de produção. Nesse caso, sob a hipótese razoável de que as empresas não gostam de incorrer em riscos desnecessários, elas tenderão a oferecer lances mais baixos nos leilões de bônus de assinatura, comparativamente a leilões de participação na produção. Isso porque contratos

que privilegiam receitas baseadas na produção (ou na produção deduzida de alguns custos) são contratos em que há maior divisão de riscos entre a União e contratadas. Já contratos que privilegiam bônus de assinatura (ou outra forma de pagamento que independe do volume produzido, como aluguel de retenção de área) tende a transferir o risco para as empresas contratadas.

Observe-se que na legislação atual, os *royalties* e a participação especial são receitas auferidas pelo governo com base na produção. No caso da participação especial, a base de incidência consiste na produção, deduzida de alguns custos relacionados à exploração do campo. Assemelha-se, assim, ao pagamento feito na forma de parcela de óleo excedente.

Pode-se interpretar a participação especial (ou a parcela de óleo excedente transferida para a União) como uma tributação sobre valor adicionado. Nesse sentido, geram menos distorções do que os *royalties*, que, do ponto de vista econômico, equivalem a uma tributação sobre faturamento. Além disso, a participação especial e a partilha reduzem o risco dos operadores quando há forte incerteza em relação aos custos de exploração. A vantagem dos *royalties* em relação à participação especial (e parcela do lucro excedente) é que o órgão arrecadador não precisa dispor de tantas informações a respeito da estrutura de custos da empresa. Além disso, *royalties* geram menos incentivos a dispêndios excessivos por parte da empresa exploradora (se ela é autorizada a dedu-

zir seus custos na hora de calcular a parcela a ser entregue ao governo, ela terá incentivos para inflar tais custos e, conseqüentemente, reduzir a parcela entregue ao governo).

Destaca-se que nada impede que existam regimes de concessão em que o critério de outorga seja baseado na alíquota oferecida pelo licitante. Ou seja, mediante alterações na lei, é possível manter o regime de concessão e passar a conceder o bloco para o licitante que oferecer maior participação especial ou maior *royalty*, em vez de maior bônus de assinatura.

Cabe agora comparar participações especiais (usadas no atual sistema de concessão) com parcela do lucro excedente (proposto para o modelo de partilha). São duas as principais diferenças entre os dois sistemas:

- i) o sistema de partilha proposto pelo PL implica alíquota única, ao passo que a participação especial, conforme a Lei do Petróleo e o Decreto nº 2.705, de 1998, baseia-se em um sistema de alíquotas progressivas;
- ii) no sistema de partilha, o óleo da parcela excedente pertence à União, enquanto que na participação especial, a União tem direito somente ao pagamento correspondente. Esse tema será tratado em seção separada.

Em relação às alíquotas, não há nada que impeça um regime de partilha com alíquotas progressivas ou um regime de participação especial com alíquota única. Comparativamente

ao sistema de alíquota única, o sistema de alíquota progressiva reduz o risco do operador, pois quanto menos rentável for o poço, menor será a alíquota incidente. Simetricamente, o risco da União aumenta. O melhor sistema depende dos riscos que se deseja incorrer.

O mais provável é que o sistema de alíquotas progressivas seja o mais interessante para ambas as partes – União e operadores. O operador deve estar mais preocupado em garantir uma rentabilidade mínima. Já o maior receio da União deve ser arrecadar pouco em um poço que se mostre excessivamente rentável.

Há, contudo, uma vantagem operacional no modelo de alíquota única: facilita leilões em que o vencedor é aquele que oferece alíquotas mais altas. Quando as alíquotas são progressivas, pode ser mais difícil comparar propostas. Por exemplo, como comparar uma proposta que ofereça participação governamental de 30% para produção até X unidades, e de 60% para produções maiores, com outra proposta que ofereça 35% para produção de até X unidades e de 57% para produções maiores? A comparação torna-se ainda mais complicada se um licitante propuser mudança de alíquota para produções acima de X unidades, e outro licitante propuser mudança de alíquota para produções acima de Y unidades. Entretanto, alíquotas progressivas podem dificultar, mas não impedir leilões. Uma possibilidade simples é propor uma tabela de alíquotas como base e o leilão se dar em pontos percentuais acima des-

sa tabela. Outra possibilidade seria a criação de um sistema de ponderação para cada faixa de alíquota.

### 3.3.2. Individualização de campos vizinhos a campos não licitados ou partilhados

Conforme explicado na Seção 3.2, um dos temas mais importantes tratados pelo projeto de lei é a questão da individualização das jazidas, necessária quando a jazida se estende por vários blocos. A lei atual é silente para os casos em que uma jazida se estende além de um bloco concedido, para área não licitada. Nesse caso, o operador do bloco pode extrair livremente o petróleo que encontrar, inclusive sob a área não licitada, deixando de pagar à União pelos direitos de exploração. Seria como se o concessionário adquirisse uma área sem pagar pelo bônus de assinatura. Adicionalmente, e talvez até mais importante<sup>13</sup>, a ausência de regulamentação pode levar à redução de produtividade, no caso de haver uma extração predatória, que comprometeria os dois blocos.

O PL nº 5.938, de 2009, prevê que, nas situações em que a área contígua ao bloco não tiver sido concedida ou partilhada, o consórcio terá de negociar com a Petro-Sal. O problema é que a ANP, se não puder recolher

<sup>13</sup> Os pagamentos de *royalties* e participações especiais não seriam afetados, pois dependem da quantidade de petróleo extraído, independentemente se esse petróleo é proveniente do campo licitado ou não. Como os bônus de assinatura, que deixam de ser pagos na ausência de individualização, representam parcela pequena das receitas governamentais, o impacto da não individualização sobre a arrecadação da União é relativamente modesto.

diretamente as informações necessárias, deverá contratar a Petrobras para avaliar as jazidas a serem individualizadas. Assim, a avaliação feita pela Petrobras servirá de base para celebração de contrato com a própria Petrobras (no caso dos campos partilhados e nas concessões de que a estatal participa – quase todas), o que cria óbvio conflito de interesses e vantagem de informação para a Petrobras. O ideal seria que a avaliação fosse realizada por empresa independente.

## 3.4. Questões controversas

### 3.4.1. Benefícios concedidos à Petrobras

Acreditamos que o principal ponto de controvérsia no novo marco regulatório do pré-sal não seja a mudança do regime de contratação, de concessão para partilha, mas a participação da Petro-Sal no comitê operacional (próximo item a ser discutido) e os benefícios concedidos à Petrobras. De acordo com a proposta contida no PL nº 5.938, de 2009, a Petrobras passa a ter os seguintes direitos<sup>14</sup>:

- i)* contratar diretamente com a União, dispensada a licitação, o direito de explorar blocos delimitados pelo CNPE;
- ii)* ser a única operadora de todos os blocos do pré-sal, mesmo tendo

<sup>14</sup> Além das benesses previstas neste PL, o PL nº 5.941, de 2009, a ser discutido em outro capítulo deste Estudo, prevê a cessão onerosa para a estatal, **sem licitação**, do direito de exploração de 5 bilhões de barris.

participação minoritária nos consórcios;

*iii)* garantia de ter participação mínima de 30% nos consórcios que vencerem a licitação;

*iv)* ser a única empresa autorizada a realizar estudos exploratórios necessários para avaliação do potencial das áreas do pré-sal e estratégicas;

*v)* ser a única empresa autorizada a levantar dados sobre jazidas que se estendem além dos blocos concedidos ou partilhados, para informar à ANP, com objetivo de instruir os contratos de individualização;

*vi)* ser a única empresa autorizada a comercializar o petróleo da União recebido na forma de parcela do óleo excedente.

Cabe esclarecer que, de acordo com o Projeto, as atividades previstas em *iv* e *v* poderão ser desenvolvidas diretamente pela ANP, enquanto a atividade prevista em *vi* poderá ser conduzida diretamente pela Petro-Sal. Contudo, tendo em vista que nem a ANP e nem a Petro-Sal possuem corpo técnico e equipamentos em número suficiente para desenvolvê-las, o mais provável é que essas atividades sejam, de fato, entregues à Petrobras. Além dos óbvios benefícios comerciais decorrentes dos itens *i* a *iii* e *vi*, a Petrobras passa a ter também vantagens informacionais significativas (itens *iv* e *v*), o que também lhe confere óbvias vantagens comerciais.

A exposição de motivos que acompanhou o PL não justificou expli-

tamente os benefícios concedidos à Petrobras. Apenas falou da importância de o País ter maior controle sobre a produção, mencionou a capacidade técnica da empresa e argumentou que sua participação nos consórcios não poderia ser inferior a 30% em “virtude das responsabilidades e encargos a serem assumidos [...] na condição de operadora de todos os contratos de partilha de produção, observando-se, assim, o mesmo critério atualmente adotado pela ANP nas licitações para a outorga de concessões”. É razoável que a participação do operador no consórcio não seja insignificante, de forma que o operador tenha interesse em minimizar custos e garantir maior rentabilidade para o campo explorado. Mas isso, de forma alguma, justificaria a Petrobras ser operadora exclusiva de toda a área do pré-sal.

Tendo em vista a ausência de explicações na exposição de motivos, apresentamos os seguintes argumentos que justificariam as benesses concedidas, expostos em declarações informais de autoridades e em artigos veiculados na mídia:

*i)* garantir maior participação da Petrobras na exploração do pré-sal é uma forma de garantir que os interesses nacionais sejam preservados;

*ii)* a Petrobras foi a empresa que descobriu o pré-sal, sendo portanto justo, como forma de reconhecimento, conceder a ela condições privilegiadas de exploração no local;

*iii)* a empresa é líder mundial em tecnologia de exploração de águas

profundas, tanto é que participa – mesmo que na condição de sócia minoritária – da grande maioria das áreas já concedidas no pós-sal.

São argumentos, em nossa opinião, falaciosos. A Petrobras, apesar de ser uma empresa estatal, não se confunde com a União, de forma que os objetivos de uma e outra não são necessariamente os mesmos. A Petrobras possui objetivos próprios, que podem ser a maximização do lucro ou uma maior participação no mercado, como ocorre em qualquer empresa comercial. Pode ainda servir a interesses menos nobres, sejam pessoais, sejam da corporação. Sem concorrência, aumenta consideravelmente a probabilidade de a Petrobras passar a privilegiar seu corpo funcional ou determinados fornecedores, sem a devida contrapartida em termos de produtividade ou qualidade do insumo oferecido. É fácil imaginar um cenário em que a Petrobras, como única compradora, utilize seu poder de monopsonio de forma a deprimir os preços dos fornecedores, a ponto de desestimular investimentos em pesquisa e desenvolvimento.

Um exemplo recente de dissociação de interesses da Petrobras e do País é o debate em torno do teor de enxofre no diesel produzido pela empresa, bem acima do limite estabelecido pela Resolução nº 315, de 2002, do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama). A Petrobras, para não reduzir seus lucros, não investiu na produção de um diesel ecologicamente correto, porém de maior custo. Esse exemplo também mostra que não é preciso

entregar o monopólio da produção a empresas estatais: o que importa são órgãos reguladores fortes, que deveriam obrigar as empresas – estatais ou não – a atuarem de forma a atender os anseios da nação. No caso, a produção de diesel com alto teor de enxofre decorre da fragilidade do Conama, e não da origem do capital da empresa que produz o diesel, se estatal, privada ou multinacional.

O argumento de que a Petrobras merece ser retribuída por ter descoberto o petróleo do pré-sal é igualmente falacioso. Quando a Petrobras, em contrato com a ANP, pesquisa o potencial geológico de áreas, recebe para executar a atividade. E, no caso de áreas já concedidas, o custo incorrido na pesquisa será mais do que compensado com o direito de exploração do bloco. Em outras palavras, a Petrobras já foi paga, ou será paga (via maiores rendimentos) por ter descoberto o pré-sal, não sendo devidas outras compensações. Seria equivalente a dizer, em uma comparação caricatural, que um funcionário que participou da construção de um prédio tenha direito a ganhar um apartamento desse prédio. Isso não faz sentido, pois ele já recebeu salários em pagamento do seu trabalho.

Quanto à capacidade tecnológica da Petrobras, isso não é posto em dúvida. São vários os exemplos de sucesso da empresa. Mas esse sucesso não justifica as benesses. Em tendo capacidade tecnológica, e considerando sua vantagem informacional (que já possui em função de sua longa experiência no País) é natural que a empresa venha a

ganhar parte significativa dos leilões que tenha interesse em participar. A empresa deter o direito de exploração porque competiu é totalmente diferente de ela adquirir esse mesmo direito por meio de privilégios. Mesmo reconhecendo a competência da empresa, deve-se lembrar que ela não é a única capaz de explorar o pré-sal. Não há evidências de que a Petrobras seja atualmente a mais capaz para operar todos os campos do pré-sal, o que justificaria a proposta do PL. Há ainda menos evidências de que a Petrobras será a mais capaz para operar todos os campos.

Como visto, os argumentos favoráveis à concessão de benefícios à Petrobras são frágeis. Já os argumentos contrários são bem mais contundentes, como os a seguir listados, não necessariamente em ordem de importância:

- i)* a proposta do PL nº 5938, de 2009, terá como consequência uma transferência de riqueza indevida da União para parte do setor privado (os acionistas privados da Petrobras e sua corporação);
- ii)* o ambiente competitivo na área de extração do petróleo beneficiou o Brasil e a própria Petrobras;
- iii)* os benefícios concedidos aumentam a probabilidade de não haver financiamento suficiente para explorar da forma desejada as reservas do pré-sal;
- iv)* a responsabilidade da Petrobras fica diluída no marco regulatório proposto;

*v)* alguns dos benefícios, como a participação mínima em consórcios, podem vir a prejudicar a própria Petrobras.

Quando a lei dispensa a Petrobras de licitação, ou lhe garante participação mínima em consórcios, ou lhe dá outras vantagens comerciais ou operacionais, está reduzindo a receita da União. Isso ocorre porque a União deixa de receber o que arrecadaria em uma licitação ou porque a exploração de petróleo se torna menos atraente para o setor privado, que, em consequência, fará lances menos ousados nos leilões. Dessa forma, o PL prevê, de fato, uma transferência de riqueza da União para a Petrobras.

Independentemente do problema anteriormente colocado de não identidade de interesses entre União e Petrobras, não se pode esquecer que a União detém menos de 40% das ações da Petrobras. Assim, mais de 60% de toda a riqueza transferida da União para a Petrobras significa, de fato, uma transferência injustificada para o setor privado.

Em princípio, uma empresa que opera em regime de monopólio tende a perder quando o mercado se abre. Mas não necessariamente, e esse parece ter sido o caso da Petrobras. Somente após a aprovação da Lei do Petróleo, em 1997, que levou ao aumento da competição e à possibilidade de selar parcerias internacionais, é que a Petrobras passou a desenvolver com maior velocidade a extração de petróleo, ampliou sua participação internacional e se tornou uma das

empresas líderes do setor no mundo. É fácil de entender por que isso ocorre. Em um regime de baixa competição, a Estatal pode se dar ao luxo de aplicar ineficientemente seus recursos, oferecendo uma política salarial incompatível com a do setor privado ou dedicando-se a projetos com baixa probabilidade de sucesso. Quando a competição aumenta, a Estatal é obrigada a canalizar os recursos para aumentar a produtividade. Além disso, a presença de empresas estrangeiras no País permite troca de tecnologias, incentiva a formação de pessoal e induz maior oferta de mão-de-obra especializada.

Estima-se que os investimentos para explorar a área do pré-sal podem chegar a US\$ 500 bilhões, valor muito superior à capacidade de investimento da Petrobras. Pode-se argumentar que esses recursos viriam de empresas interessadas em formar alianças com a Petrobras. Mas, da forma como o PL propõe, é pouco provável que isso ocorra. Basta imaginar que dificilmente uma empresa aceitaria ter participação, digamos, de 70%, em um consórcio em que não pudesse operar. Adicionalmente, o comitê operacional, responsável pela administração do consórcio, terá 50% dos integrantes indicados pela empresa pública responsável por gerenciar os contratos – a Petro-Sal. Ou seja, no desenho que se propõe, o investidor não teria ingerência sobre os custos de produção, nem sobre as técnicas utilizadas. É pouco provável que esse modelo seja capaz de atrair interessados no volume necessário para viabilizar toda a exploração.

O debate político a respeito desse tema tem se dado em termos extremos: os investidores estrangeiros virão (dizem os defensores do projeto) ou não virão (afirmam os críticos). Mas o mais provável é que tais investidores venham (aparentemente dando razão aos defensores do projeto), porém aportando volume menor de capital e dando lances menos ousados nos leilões (o que daria razão aos críticos).

Em certa medida, o modelo proposto é pior do que aquele que vigorava antes da Lei do Petróleo, quando a Petrobras possuía monopólio de extração. Isso porque, se aprovado em sua forma atual, o PL reintroduzirá, na prática, o monopólio da Petrobras. Afinal, a empresa terá exclusividade na operação dos blocos e no direito de exploração, caso o setor privado não se sinta suficientemente estimulado a investir. Mas o PL **mantém** uma série de órgãos – como a ANP, CNPE e **Petro-Sal** –, justificáveis em um ambiente de competição, mas que diluem a responsabilidade da Petrobras em um ambiente de monopólio.

Antes da Lei do Petróleo, os problemas que havia no setor – em especial, a baixa produção – podiam ser facilmente atribuídos à Petrobras. Com a aprovação da Lei do Petróleo, os órgãos reguladores e formuladores da política energética passaram a ter maior responsabilidade no desempenho da indústria petroleira do País e, justamente por isso, estimularam a competição no setor. Se o projeto for aprovado da forma como se encontra, a Petrobras, diante de eventuais fracassos, poderá facilmente transfe-

rir a responsabilidade para aqueles órgãos.

Por fim, a garantia de que participará com pelo menos 30% dos consórcios pode vir a prejudicar a Petrobras em determinadas situações. Por exemplo, suponha um licitante que avalie um bloco pelo valor “x + y”, e a Petrobras acredita que vale somente “x”. Ainda assim, a Petrobras será obrigada a se consorciar, arcando com os custos proporcionais a “x + y” unidades oferecidas pelo licitante. Adicionalmente, o requerimento de participação mínima de 30% nos consórcios implica que a Petrobras será obrigada a desembolsar, no mínimo, 30% dos investimentos necessários para explorar o pré-sal (sem contar eventuais áreas que venham a ser declaradas estratégicas). Como não se sabe ainda a extensão do reservatório, o PL está criando uma obrigação pecuniária para a Petrobras sem que se tenha a mínima idéia de qual seja o limite dessa obrigação; embora, muito provavelmente, já se possa projetar que tal obrigação excederá a capacidade de investimento da empresa. Quando essa capacidade se exaurir, o PL não deixa claro o que ocorrerá, mas, para obedecer aos seus dispositivos, novas áreas não poderão ser licitadas, já que não será possível formar o consórcio requerido, com participação mínima de 30% da Petrobras.

### 3.4.2. A participação da Petro-Sal nos comitês operacionais

O PL nº 5.938, de 2009, menciona, por diversas vezes, a criação de uma em-

presa pública responsável pela gestão dos contratos. De acordo com o PL nº 5.939, de 2009, essa empresa será a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Petro-Sal.

A gestão dos contratos de partilha se dará, entre outras formas, pela formação de consórcios entre a Petro-Sal e a Petrobras, quando esta for contratada diretamente ou vencedora isolada da licitação, ou entre a Petro-Sal e o consórcio formado pelo vencedor da licitação e a Petrobras. Em ambos os casos, a Petro-Sal não aportará recursos para investimentos ou assumirá quaisquer riscos. Mas terá o poder de indicar metade dos membros do comitê operacional, incluindo o presidente, a quem caberá a administração do consórcio. O presidente do comitê terá poder de veto e voto de qualidade.

Entre outras atribuições, caberá ao comitê operacional definir os planos de exploração; definir os programas anuais de trabalho e de produção; analisar e aprovar os orçamentos; supervisionar as operações e aprovar a contabilização dos custos realizados; e definir os termos do acordo de individualização.

Conforme já colocado, a participação da Petro-Sal no comitê operacional é um dos aspectos mais controversos da legislação proposta. De acordo com a exposição de motivos, a Petro-Sal será indispensável para a construção do novo marco institucional, embora não explicitem o motivo.

Cabe então perguntar por que a Petro-Sal seria indispensável. Em parti-

cular, por que é necessário que a Petro-Sal indique metade dos membros do comitê operacional, incluindo o presidente? Na ausência de justificativas oficiais, podemos observar, por declarações informais de autoridades e por comentários da mídia, que o desenho proposto permitiria maior controle de custos e do ritmo de produção.

Controlar os custos é essencial em um marco regulatório em que a maior parte das receitas governamentais será calculada com base na diferença entre produção e custos. Afinal, o consórcio responsável pela exploração do campo tem todo o incentivo de inflar as despesas (seja falsificando números, seja gastando mais que o necessário) para que se reduza a parcela a ser dividida com o governo. Destaca-se que, atualmente, as chamadas participações especiais também têm como base de incidência a diferença entre produção e custos. A ANP, agência responsável pela fiscalização do setor, já expediu diversas portarias estabelecendo normas para padronizar as informações dos concessionários e promove auditorias para fiscalizar as contas apresentadas.

A necessidade de controlar o ritmo de produção já é um ponto mais controvertido. Uma justificativa para o controle é permitir melhor aproveitamento dos preços mundiais, fazendo com que a produção se acelerasse em períodos de preços elevados, e caísse quando os preços estivessem baixos. Outra justificativa é que, caso o Brasil venha a se tornar importante produ-

tor mundial, o controle da produção poderá impactar o preço mundial a nosso favor.

Nenhum dos argumentos é suficientemente forte para justificar o desenho proposto, em que a Petro-Sal indica metade dos membros do comitê operacional.

No que diz respeito ao controle dos custos, reconhecemos que é provável que a presença da Petro-Sal no comitê operacional reduza a possibilidade de o consórcio inflar custos. Mas, se o objetivo é fiscalizar, bastaria garantir a presença de indicados da Petro-Sal no comitê, com direito a voz, mas sem direito a voto. Em caso de operações suspeitas, esses fiscais da Petro-Sal enviariam relatório para a ANP, responsável pela fiscalização das atividades. Em vez de indicados da Petro-Sal, poderia ser mais eficiente manter a presença de fiscais da ANP nesses conselhos.

Também não entendemos por que o objetivo de controlar a produção justificaria a participação, com direito a voto, de indicados da Petro-Sal no comitê operacional. Em primeiro lugar, porque o controle do volume de produção pode não ser desejável. Como ocorre com o preço de qualquer ativo, é muito fácil dizer, *ex-post*, se o preço do petróleo estava baixo ou alto no passado. Mas, *ex-ante*, não é algo trivial. Não se pode esquecer também que o custo fixo para exploração na área do pré-sal é muito elevado. Uma empresa que paralise a produção (ou que reduza seu ritmo substancialmente) irá incorrer em

custos elevados, como pagamento de juros, aluguel de sondas ou manutenção de pessoal mínimo em plataformas. Esses custos podem mais do que compensar eventuais benefícios futuros referentes a um melhor preço do petróleo. Destaca-se que diversos estudos econométricos ratificam a hipótese de que o melhor preditor para o preço futuro do petróleo é seu preço corrente. Dessa forma, em média, na metade das vezes, previsões de aumento (ou de queda) de preços se revelarão incorretas.

Poder-se-ia contra-argumentar, dizendo que a preocupação da Petro-Sal é defender os interesses da União e que eventuais reduções ou paradas na produção iriam afetar somente o contratado. De acordo com esse raciocínio, quando houver prejuízos, a União (exceto por sua participação acionária na Petrobras) não incorreria em perdas, e, quando houver lucros (nos supostos cenários com preços mais altos), a União arrecadaria mais. Mas é ingênuo acreditar nisso. A participação governamental, oferecida nos leilões, depende da perspectiva de lucro por parte das empresas. O esquema proposto certamente tornará os licitantes menos dispostos a fazer ofertas elevadas nos leilões que definirão a parcela do óleo excedente que se destinará à União.

Quanto à capacidade de o Brasil vir a influenciar os preços no mercado internacional, trata-se de algo possível e que poderia, em tese, justificar uma intervenção na produção. Mas para isso não é necessário que metade do comitê operacional seja indicada pela

Petro-Sal. O PL já dá à ANP o poder de aprovar os planos de exploração, bem como os programas de produção. Dessa forma, se houver interesse em controlar o volume de produção, isso ocorrerá independentemente de haver indicados da Petro-Sal no comitê operacional. Destaca-se que, se for conveniente, o controle de produção deve ocorrer no nível agregado, e não no nível do consórcio, *locus* de ação dos comitês operacionais.

Resumidamente, os argumentos favoráveis à participação da Petro-Sal nos comitês operacionais justificam, no máximo, que essa participação, se necessária, ocorra sem direito a voto.

Já os argumentos contrários ao mecanismo proposto são bem mais contundentes. Ao longo de toda a exposição de motivos que acompanha o PL, levantou-se a necessidade de se desenhar um novo marco regulatório que permitisse maior participação do governo nas rendas do petróleo. De fato, não há por que o governo não tentar maximizar sua receita, ou pelo menos aumentá-la substancialmente. Aumentar a participação governamental é equivalente, em termos econômicos, a aumentar a tributação<sup>15</sup> sobre a atividade. Ao contrário do que ocorre com a maioria das atividades econômicas, em que maiores tributos desestimulam a produção, na extração do petróleo, onde a oferta do mineral é relativamente inelástica, uma tributação mais alta, desde que

<sup>15</sup> Embora, em termos jurídicos, as participações governamentais na renda do petróleo não sejam consideradas tributos, e sim, receita patrimonial do Estado.

não excessiva, terá um impacto somente marginal no nível de produção e permitirá aumento da arrecadação do governo.

Mas quais são os efeitos de se instituírem comitês operacionais, em que metade dos membros, inclusive o presidente, seja indicada pela Petro-Sal? A primeira consequência é um desestímulo ao capital privado. Poucos agentes arriscariam a investir em um negócio em que não tivessem controle dos custos e nem do nível de produção, ainda mais quando metade do comitê representa uma empresa que não participa financeiramente do projeto e que, portanto, não tem qualquer interesse em torná-lo lucrativo. O desenho proposto, dessa forma, teria por consequência a redução do interesse do setor privado na exploração do petróleo. Isso implica menor produção (tendo em vista que a Petrobras não dispõe de recursos para, sozinha, explorar toda a região do pré-sal), e consequente redução dos valores arrecadados a título de participação governamental.

Na melhor das hipóteses, as empresas privadas continuariam a investir no País (principalmente se for verdade que o pré-sal é das poucas áreas ainda disponíveis para exploração<sup>16</sup>). Mas, certamente, irão oferecer participações menores do que estariam dispostas caso tivessem maior controle sobre sua atividade, deprimindo, assim, a arrecadação do governo.

<sup>16</sup> Diversas declarações de autoridades enfatizam esse ponto. Não se pode esquecer, contudo, que o pré-sal se estende além do mar territorial brasileiro, podendo chegar até a costa africana. Adicionalmente, há perspectivas promissoras de exploração no Ártico.

Um problema não analisado até aqui é se a Petro-Sal terá, de fato, a capacidade de controlar custos e a produção. E há grande probabilidade de não conseguir fazê-lo. Em primeiro lugar, porque a Petro-Sal pode vir a ser politicamente loteada, o que retirará sua capacidade técnica de atuação. Em segundo lugar, porque há a possibilidade de ela ser capturada pelos interesses da Petrobras, que não só será muito poderosa no novo modelo, como também é a entidade que formou a quase totalidade dos profissionais aptos a atuar na direção e operação da Petro-Sal. Como a Petrobras será operadora e sócia de todos os consórcios, ela terá todo incentivo para sonegar informações à Petro-Sal, de modo a aumentar seu lucro e reduzir os repasses ao governo.

A própria Ministra Dilma Roussef, em entrevista ao jornal Valor Econômico, de 3 de setembro de 2009, enxerga esse perigo:

**Valor:** A ANP perderá força?

**Dilma:** A ANP continuará fazendo o que já faz. Hoje, o consórcio se reúne, aprova um plano de investimentos e o leva para a ANP. Isso está mantido. No novo modelo, a Petro-sal é obrigada, inclusive, a pegar informações dos consórcios e repassá-las à ANP. Isso é importante, porque, no modelo, a Petro-sal está no nível dos agentes participantes dos consórcios. Não há o risco de a Petro-sal influenciar. **Na verdade, o risco que corremos é o de a Petro-sal ser influenciada pelos agentes.** (grifo nosso)

**Valor:** A senhora acha que pode haver risco de captura?

**Dilma:** É óbvio. A assimetria de informações é imensa. A força não é da Petro-sal. O conhecimento e o poder da União, vis-à-vis ao das empresas, é completamente assimétrico. Hoje, já o é em relação à Petrobras. É por isso que a Petro-sal tem que ser uma empresa altamente qualificada.

Resumidamente, não há justificativa para que a Petro-Sal participe com direito a voto nos comitês operacionais. Se o objetivo é aumentar a fiscalização, isso pode ser feito por meio de participação somente com direito a voz. Se o objetivo é garantir que a produção se dê a um ritmo desejado, não é sequer necessária a participação de indicados da estatal nos comitês, tendo em vista que a ANP é quem deve aprovar os planos de produção do consórcio.

Cabe, por fim, questionar por que é necessária a criação de uma empresa estatal para gerir os contratos e a comercialização do petróleo extraído na área do pré-sal. Ao que tudo indica, as atribuições da Petro-Sal poderiam ser exercidas por um departamento do Ministério de Minas e Energia. A criação de uma estatal abre mais espaço para negociações políticas e empurramento no setor público.

### 3.4.3. O petróleo extraído passa a ser propriedade do governo

A principal diferença entre um contrato de concessão e de partilha é

que, nesse último, o governo é dono do petróleo extraído. Conforme colocado na exposição de motivos que acompanha o PL nº 5.938, de 2009, “[t]rata-se de modalidade de contratação [...] nos quais o Estado mantém a propriedade do petróleo e gás produzidos, assegurando-se ao contratado, para a realização das atividades, parcela dessa produção, deduzidos os custos das atividades realizadas”.

Deve-se atentar para o fato que, ao contrário do colocado na exposição de motivos, o novo marco regulatório (subentende-se o regime de partilha) não necessariamente permite maior participação nos resultados. É igualmente incorreto o argumento de que o regime de partilha é o mais adequado em um contexto de **baixo risco geológico**.

Sobre a participação do Estado nas rendas do petróleo, não é o fato de ela ser entregue em óleo (como no regime de partilha) ou em reais (como no regime de concessão) que a tornará maior, conforme já colocado na Seção 2.1.4. Tudo dependerá do resultado dos leilões e das alíquotas estipuladas. Na Seção 3.3.1 explicamos que um leilão em torno da participação especial, ou da parcela do óleo excedente destinada à União, tende a gerar maior arrecadação para o Estado do que um leilão em que as ofertas são feitas com base no bônus de assinatura. Mas nada impede que o leilão em um regime de concessão se faça com lances de *royalties* ou participações especiais.

No que diz respeito ao risco geológico, conforme expusemos naquela mes-

ma Seção, o argumento apresentado na exposição de motivos constitui-se, na verdade, em contra-argumento. Quanto menor o risco geológico, mais se aproxima a arrecadação do governo obtida em um leilão de bônus de assinatura daquela obtida a partir de leilões de parcela do óleo excedente. No limite, na ausência total de incerteza e com mercados funcionando perfeitamente, as duas formas de leilão produziriam a mesma arrecadação para o Estado.

Da exposição de motivos depreende-se também que a partilha (e a consequente transferência do óleo para o governo) dará maior controle do processo de gestão à União. Sem questionar o mérito desse controle, não é a partilha que irá permiti-lo, mas, sim, o direito de a Petro-Sal indicar metade dos membros dos comitês operacionais. A propriedade do óleo garante somente maior controle sobre esse óleo possuído, e não sobre a velocidade ou a forma como foi extraído.

Ainda de acordo com a exposição de motivos, a propriedade do óleo assegurará melhores condições para o desenvolvimento da indústria de refino e petroquímica no País. O nexu causal, entretanto, não ficou claro.

Pode ser que se esteja pensando que, por ser proprietário do óleo, a União deixe de exportá-lo, comercializando somente para refinarias e petroquímicas domésticas. Não cabe aqui discutir problemas de mérito com uma política de limitação de exportações. Se a intenção é limitá-las, bastaria o governo impor um imposto ou limi-

tes quantitativos sobre a exportação do óleo cru.

Outra possibilidade é o governo oferecer o óleo a um preço abaixo do de mercado para as refinarias e petroquímicas. Trata-se, assim, de um subsídio implícito. O mais transparente seria então o governo vender o óleo e, com o resultado da venda, e via orçamento, alocar os recursos que considerar justos, a título de subsídio.

O governo poderia também optar por não vender o óleo e passar a formar estoques, com o intuito de regular o preço no mercado doméstico ou para garantir o abastecimento doméstico em situações de emergência. Mas, para tanto, não é necessário ser proprietário do óleo. Basta comprar do produtor a quantidade desejada para compor o estoque que achar necessário.

Até o momento apresentamos argumentos mostrando que não é necessário ser proprietário do óleo para que se atinjam os (questionáveis) objetivos de direcionar a produção do mercado externo para o doméstico; de subsidiar as refinarias e a indústria petroquímica local; ou de formar estoques reguladores. Mas, em princípio, o fato de se atingirem os mesmos objetivos por outros meios não torna inferior a proposta de garantir à União a propriedade do óleo. Para tanto, são necessários outros argumentos, como os apresentados a seguir.

Em primeiro lugar, há custos de transação. Ou a Petro-Sal terá de alocar recursos para comercializar o petró-

leo, ou remunerará a Petrobras pela comercialização. Se a União recebesse suas participações em dinheiro, bastaria à ANP imputar o preço do barril com base na qualidade do óleo extraído. É esse o procedimento que vigora atualmente para formar a base de cálculo dos *royalties* e participação especial.

Em segundo lugar, pode ser que o óleo produzido na área do pré-sal não seja o adequado para nossas refinarias. Assim, o governo não poderia abastecê-las diretamente, ou seria necessário um investimento adicional em novas refinarias, aumentando a necessidade de capital por parte da Petrobras.

Em terceiro lugar, existe o problema de transparência. Conforme já dito, é melhor explicitar, no orçamento, eventuais subsídios concedidos às refinarias ou à indústria petroquímica. Adicionalmente, nada impede que a remuneração da Petrobras pelo serviço de comercialização venha a se tornar uma forma não-transparente de transferência de recursos da União para a Estatal.

Deve-se reconhecer, entretanto, que no caso de a União desejar formar estoques reguladores – o que não ocorre na prática –, os contratos que lhe garantem a propriedade do óleo são mais vantajosos, por reduzirem os custos de transação. Para abranger esses eventos (extremamente raros), uma solução seria inserir nos contratos de partilha (ou de concessão) uma cláusula que desse a opção de compra do óleo pela União.

#### 3.4.4. Papel da ANP no novo marco regulatório

Observa-se na imprensa e nos debates uma preocupação de a agência reguladora – a ANP – perder espaço no novo marco regulatório. Em termos relativos, certamente a ANP perderá espaço para a Petro-Sal. Mas não é muito claro se haverá transferência de atribuições ou se os dois órgãos passarão a atuar concorrentemente.

Em relação à execução da política energética, o PL nº 5.938, de 2009, apenas torna mais explícito o papel da ANP. Assim, passa a dizer que a ANP elaborará a **minuta** dos editais, como já ocorre na prática, e não os editais, como consta na Lei do Petróleo, em vigor. O PL também explicita que compete ao CNPE o ritmo de contratação dos blocos, bem como os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos, o que também já ocorre na prática.

O PL nº 5.938, de 2009, prevê que a ANP irá regular e fiscalizar as atividades realizadas sob o regime de partilha (art. 11, VI), e também “aprovar os planos de exploração, de avaliação e de desenvolvimento da produção, bem como os programas anuais de trabalho e de produção relativos aos contratos de partilha de produção” (art. 11, V).

Eventual conflito de competências surge em outro projeto, o PL nº 5.939, de 2009, que cria a Petro-Sal. Em seu art. 4º, estabelece, entre as competências da nova estatal, as de monitorar e auditar a execução dos projetos de exploração, avaliação, desenvolvi-

mento e produção, além dos custos e investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção. Obviamente, monitoramento e auditoria são atividades integrantes da tarefa de fiscalização. Suponhamos que o PL nº 5.939, de 2009, venha a ser sancionado depois do PL nº 5.938. Isso implicaria revogação implícita dos dispositivos que atribuem à ANP a competência de fiscalizar o setor, pelo menos no que diz respeito aos contratos de partilha?

Pode-se questionar também, com base na discussão da Seção 4.3.1, se é, de fato, necessário que a Petro-Sal indique membros para o conselho operacional. Resultados equivalentes (no que diz respeito à fiscalização) poderiam ser obtidos se a ANP mantivesse fiscais, sem direito a voto, participando das reuniões dos comitês. Isso se for, de fato, necessária a presença de fiscais. Pode ser que as auditorias que a ANP realiza atualmente já sejam suficientes para garantir um nível adequado de fiscalização.

### 3.4.5. Requerimentos de conteúdo local

Desde a primeira rodada de licitações sob o marco regulatório atual, em 1999, os contratos de concessão previam cláusulas de conteúdo mínimo local. Nos primeiros contratos, os concorrentes podiam ofertar livremente os valores dos bens e serviços a serem adquiridos de empresas brasileiras para atividades de exploração e desenvolvimento da produção. Essas cláusulas foram se modificando

ao longo do tempo. Desde a sétima rodada, os licitantes devem observar um limite mínimo e máximo de conteúdo local.

O PL nº 5.938, de 2009, mantém a obrigatoriedade de conteúdo local mínimo, que será proposto pelo Ministério de Minas e Energia ao CNPE. Cada edital de licitação apresentará o conteúdo local mínimo referente ao campo a ser licitado.

A história brasileira é pródiga em exemplos fracassados de proteção à indústria nacional por meio de reserva de mercado. O desenho institucional que ora se delinea poderá contribuir decisivamente para o aumento dessa coleção.

Os argumentos a favor da proteção da indústria nacional são velhos conhecidos. É necessário proteger uma indústria nascente, até que ela ganhe musculatura e possa competir em condições de igualdade com aquelas oriundas de países desenvolvidos. Os argumentos contrários são igualmente conhecidos: proteção não leva a maior competitividade, mas sim a lucros extraordinários que os respectivos empresários passam a auferir, em função do cartório de que dispõem.

Pode-se sofisticar o argumento a favor da proteção, alegando que o setor que fornece insumos para a indústria petrolífera requer alta tecnologia, que pode ser difundida para o restante da economia. Esses fornecedores gerariam externalidades positivas, ou seja, benefícios para o restante da economia sem receber nada em

troca. Nesse caso, faz sentido serem compensados por tais benefícios.

Mesmo aceitando a hipótese de que o desenvolvimento da indústria fornecedora de insumos e equipamentos mereça algum tipo de apoio, seja porque gera externalidades positivas, seja com base no argumento da indústria nascente, cabe pensar em outras formas de proteção que não o requerimento de conteúdo mínimo. Isso porque o modelo de conteúdo mínimo tende a gerar problemas cartoriais, como lucros extraordinários e pouco desenvolvimento tecnológico.

O ideal seria um sistema de subsídios porque, uma vez concedidos, a empresa tem maior incentivo em concorrer via preço e qualidade<sup>17</sup>. O problema dos subsídios é a pressão que exerce sobre as contas públicas, já que é o governo quem arca com os custos da proteção. Outra opção seria conceder uma vantagem aos fornecedores nacionais nas licitações. Por exemplo, permitindo-lhes ofertar preços até, digamos, 20% acima do oferecido pelo concorrente internacional. Nesse caso, como ocorre com o requerimento de conteúdo mínimo, é a empresa petrolífera (por exemplo, a Petrobras) que arca com o custo da proteção. A vantagem é que tal procedimento estabelece um limite para o ganho dos fornecedores, e deixa claro para a sociedade qual é o custo da política de incentivos<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> Os subsídios também podem gerar distorções, se forem excessivos em relação às externalidades geradas pela firma.

<sup>18</sup> O sistema de requerimento de conteúdo mínimo pode ser interpretado como equivalente a um em que

### 3.4.6. Necessidade de *expertise* por parte do Estado

A Seção 2.1.9 mostrou que contratos de partilha usualmente requerem maior conhecimento do Estado. Nos regimes de partilha, a principal fonte de receita provém da parcela do óleo excedente que é direcionada para a União. Como esse óleo é computado deduzindo, da produção total, a parcela do custo em óleo, o contratado tem incentivos para inflar esse custo e, com isso, reduzir a parcela que será partilhada com a União.

Vide, a respeito, a estrutura montada pelo Projeto para administrar a exploração do bloco, o chamado comitê operacional (art. 24), que possui estrutura complexa e prevê poder de veto e voto de qualidade para o presidente do comitê.

É importante lembrar que, no atual marco regulatório, parte significativa das receitas governamentais advém da participação especial, que corresponde a uma espécie de faturamento líquido da empresa exploradora. Dessa forma, já existe no marco atual um incentivo para as empresas inflarem artificialmente os custos e, conseqüentemente, a necessidade de um aparato estatal bem preparado. Mas não resta dúvida que, caso venha a ser implementado, o regime de partilha irá requerer ainda mais conhecimento.

o fornecedor local pode contar um diferencial infinito de preços nas licitações.

### 3.4.7. Formação de *joint ventures*

A Seção 2.1.11. mostra que há casos em que o Estado atua como sócio do contratado na assunção de custos e partilha de lucros na exploração e desenvolvimento do projeto. Já o modelo adotado pelo Projeto prevê, como regra geral, *joint venture* na administração das explorações de petróleo nos blocos do pré-sal, mas a União não assume riscos exploratórios (art. 2º, inc. I, e art. 5º). Um problema óbvio desse desenho é a ausência de incentivos para exploração eficiente por parte dos representantes da União.

A União poderá, entretanto, participar dos investimentos – assumindo riscos e partilhando lucros – nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo por meio de fundo específico, conforme previsto no parágrafo único do art. 6º. Essa participação se dará na fase da produção, ao contrário do que ocorre na maioria dos países, onde o Estado participa majoritariamente da fase de exploração.

### 3.4.8. Alteração do regime de concessão para o de partilha

Na exposição de motivos que acompanha o PL nº 5.938, de 2009, o regime de partilha possibilitaria maior arrecadação e maior controle por parte do governo. Conforme explicamos nas seções anteriores, isso não é necessariamente correto. A arrecadação do governo dependerá dos re-

sultados dos leilões. De certa forma, quanto maior for o controle exercido pelo governo, menos atraentes serão as oportunidades de se investir no pré-sal e, portanto, menores tenderão a ser as ofertas dos licitantes.

No que diz respeito ao controle, o contrato de partilha garante unicamente que a União será proprietária de parcela do óleo produzido. Mas eventuais vantagens decorrentes dessa propriedade – garantia de fornecimento para refinarias locais, garantia de suprimento para o mercado doméstico e desestímulo à exportação –, podem ser obtidas por meio de um sistema de tributação e subsídios, com custos de transação significativamente menores e maior transparência. O PL, se aprovado na forma como se encontra, permitirá, de fato, que a União detenha maior controle sobre a produção, o que não é necessariamente positivo. Mas isso se deve à criação do chamado comitê operacional, cuja meta-de dos membros será indicada pela Petro-Sal, e à necessidade de aprovação de planos de trabalho anuais pela ANP. Ou seja, são arranjos que independem do sistema de partilha.

Outra diferença importante entre o sistema de concessões e partilha é que, no primeiro, os leilões se dão por lances para bônus de assinatura, enquanto que, no segundo, pela parcela de óleo excedente a ser destinada para a União. Nada impede (obviamente, com as devidas alterações na legislação), contudo, que leilões para definir áreas a serem concedidas sejam feitos com base na melhor proposta para *royalties* ou participações especiais.

De uma forma geral, portanto, regimes de partilha e de concessão podem gerar resultados idênticos, tanto no que diz respeito à arrecadação, quanto ao controle por parte do governo. Não há, portanto, por que excluir um ou outro. O ideal seria que o PL introduzisse a possibilidade de criação de regime de partilha, sem extinguir a possibilidade de concessões para as áreas do pré-sal e consideradas estratégicas.

Em apresentação da Casa Civil sobre o novo marco regulatório, comentou-se que países com grandes reservatórios tendem a apresentar um regime de partilha. Por exemplo, Arábia Saudita, Irã, México, Venezuela, Emirados Árabes, China e Angola. Países com menores reservatórios, como Estados Unidos, Canadá, Reino Unido e Noruega, adotam regimes de concessão. Pela lista de países, o determinante do tipo de regime, contudo, pode não ser o tamanho das reservas, mas o grau de amadurecimento das instituições. A Seção 2.1.12 discute porque países com instituições mais fracas, como vários dos citados anteriormente, optaram por contratos de partilha, enquanto países mais democráticos e transparentes adotaram o regime de concessão.

### 3.5. Aspectos do regime de partilha que deveriam estar previstos em lei, e não em contratos

Há aspectos importantes do contrato de partilha que o PL nº 5.938, de 2009, deixa para regulamentação infra-legal.

O projeto não especifica, por exemplo, se o custo em óleo poderá ou não incluir a depreciação e, em caso afirmativo, qual sua taxa anual. O Projeto delegou a definição dos critérios para o contrato de partilha, inclusive para o cálculo do custo em óleo, ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (art. 9º, inc. IV), que, por sua vez, poderá receber propostas do Ministério de Minas e Energia (art. 10, inc. III, do Projeto).

Outra falha grave do Projeto, o qual deveria, como ocorre no regime de concessão detalhado na Lei do Petróleo, prever os percentuais máximos de petróleo a ser entregue ao contratado a título de custo em óleo, bem como o percentual mínimo de excedente em óleo a ser entregue à União. A outorga de plenos poderes ao Poder Executivo (CNPE) para estabelecer tais critérios esvazia a competência do Poder Legislativo e permite que sejam negociados contratos abusivamente prejudiciais à União.

Seria de extrema importância fixar o teto para os custos recuperáveis (e, conseqüentemente, para o custo em óleo), que não deveria ser superior a 60% de todo o petróleo extraído. Não há empecilho, ademais, ao convívio desta regra-teto com o regime de *royalties* na partilha de produção. A alternativa, caso não se queira fixar um teto para o custo em óleo, seria definir alíquotas maiores para os *royalties*, em patamares, por exemplo, que poderiam variar entre 15% e 30%.

O projeto tampouco define o cronograma de pagamentos para o governo.

Como se sabe, a maior parte do custo é incorrida na fase de exploração, antes de se iniciar a produção. Dependendo se o custo é descontado com maior ou menor velocidade, a receita governamental terá um caráter mais ex-ante ou ex-post. O projeto limita-se a afirmar que o Ministério de Minas e Energia poderá propor ao CNPE “critérios e percentuais máximos da produção anual destinada ao pagamento do custo em óleo” (art. 10, inc. III, alínea *d*), tema também previsto no edital de licitação (art. 15, inc. V) e nas cláusulas essenciais do contrato de partilha (art. 29, inc. V).

O projeto tampouco especifica se o custo a ser descontado refere-se ao do poço, do bloco ou de toda a área do pré-sal. Por exemplo, se o consórcio perfurar uma área e não encontrar petróleo, poderão ser deduzidos os custos incorridos nessa área do petróleo encontrado em outra?

## 4. SOBRE O PL Nº 5.939, DE 2009, QUE CRIA A PETRO-SAL

### 4.1. Introdução

Este Capítulo discute o Projeto de Lei (PL) nº 5.939, de 2009, que autoriza o Poder Executivo a criar a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Petro-Sal.

Além desta Introdução, o estudo contém mais quatro seções. Na próxima, apresentamos um resumo do PL. Na Seção 4.3 comentamos seus principais pontos controversos, mostran-

do que este PL, *per se*, não apresenta tantos pontos controversos, tendo em vista que a atuação da Petro-Sal no regime de partilha – maior problema do marco regulatório, a nosso ver – está detalhado no PL nº 5.938, de 2009.

### 4.2. Resumo

O Projeto de Lei (PL) nº 5.939, de 2009, autoriza o Poder Executivo a criar a Petro-Sal. Trata-se de uma empresa pública, constituída sob a forma de sociedade anônima e vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que terá por objetivos a gestão dos contratos de partilha de produção e a gestão de contratos de comercialização do petróleo pertencente à União<sup>19</sup>. A Petro-Sal deverá atuar como representante e defensora dos direitos da União nos consórcios formados para a execução da partilha de produção.

O PL nº 5.939, de 2009 trata de dois temas relevantes: os objetivos da Petro-Sal (arts. 2º, 4º e 5º) e a estrutura organizacional da empresa (demais dispositivos). O mais relevante do ponto de vista de marco regulatório para o pré-sal, é, obviamente, a discussão sobre os objetivos da Petro-Sal.

Para gerir os contratos de partilha, competirá à Petro-Sal, entre outras atividades, avaliar, técnica e economicamente, os planos de exploração, de avaliação e desenvolvimento e de produção; monitorar e auditar a sua

<sup>19</sup> No regime de partilha de produção, a União, em vez de receber sua participação em reais, recebe em óleo.

execução; fazer cumprir as exigências contratuais referentes ao conteúdo local; e monitorar e auditar os custos e investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção.

Quanto à gestão dos contratos de comercialização, o PL prevê que a Petro-Sal monitore e audite as operações, custos e preços de venda do petróleo, bem como verifique o cumprimento da política de comercialização do petróleo e gás da União resultantes dos contratos de partilha de produção.

Parte importante das atribuições da Petro-Sal encontra-se no PL nº 5.938, de 2009, que dispõe sobre o regime de partilha. Trata-se do poder da nova estatal de indicar metade dos membros, incluindo o presidente, dos comitês operacionais. Esses comitês serão responsáveis pela administração dos consórcios contratados sob o regime de partilha, e terão as atribuições, dentre outras, de definir os planos de exploração, os programas anuais de trabalho, analisar e aprovar os orçamentos e supervisionar as operações.

O PL nº 5.938 também prevê que a Petro-Sal deverá representar a União nos contratos de individualização de campos que se estendam para áreas não licitadas ou não partilhadas.

No que diz respeito aos aspectos administrativos, a Petro-Sal será uma empresa pública de natureza privada, cujo único acionista será a União. Seus recursos serão provenientes da gestão dos contratos, inclusive de parcela dos bônus de assinatura, e

de outras fontes que usualmente são previstas quando se instituem fundos ou empresas estatais, como rendimentos de aplicações financeiras, alienação de bens patrimoniais e doações. O PL não estabelece se é a União quem pagará a Petro-Sal pela gestão dos contratos ou se será o contratado, a Petrobras ou o consórcio que adquiriu o direito de exploração.

A contratação de pessoal será feita pelo regime da Consolidação das Leis do Trabalho, sendo necessária a aprovação em concurso público de provas ou de provas e títulos. A Petro-Sal poderá patrocinar entidade fechada de previdência complementar. Temporariamente, em até quatro anos a contar da instalação da empresa, a Petro-Sal poderá contratar mão-de-obra temporária, sem concurso de provas. Enquanto a empresa não estiver operando, suas atribuições serão exercidas pela ANP<sup>20</sup>. Os órgãos de administração e de fiscalização da empresa serão o Conselho de Administração, a Diretoria Executiva e o Conselho Fiscal.

Diversos aspectos importantes na área administrativa serão definidos no Estatuto da empresa, que será aprovado por ato do Poder Executivo. O Estatuto deverá, entre outros assuntos, fixar o número máximo de empregados, o número de funções e de cargos de livre provimento, o funcionamento e as atribuições do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva e do Conselho Fiscal.

<sup>20</sup> Esse dispositivo encontra-se no PL nº 5.938, de 2009.

### 4.3. Pontos controversos

#### 4.3.1. Há necessidade de se criar uma nova estatal?

De acordo com a exposição de motivos que acompanha o PL nº 5.939, de 2009, a criação da Petro-Sal é necessária para a implementação do regime de partilha de produção. Nesse regime, a União é remunerada por parcela do óleo excedente, que se constitui no volume de óleo extraído, descontada parte entregue ao contratado para ressarcir-lo dos custos de operação. Na ausência de fiscalização rigorosa, o contratado tem incentivo para inflar indevidamente seus custos e, com isso, receber maior parcela do óleo produzido.

Destaque-se que o papel de controle já é necessário atualmente. A participação especial, uma das espécies de participação governamental, é calculada de forma semelhante ao óleo excedente: sobre o total produzido, deduz-se uma parcela referente ao custo de exploração. A diferença é que, no modelo de concessão, os cálculos são feitos com base em valores monetários, e no modelo de partilha, o cálculo é feito com base em volume de petróleo. A ANP já fiscaliza as concessionárias, promovendo regularmente auditorias para avaliar a veracidade das informações prestadas referentes à produção e aos custos.

De acordo com depoimentos informais de funcionários da ANP, as auditorias são basicamente externas. Com a criação da Petro-Sal, a fiscalização poderá ser feita de dentro do con-

sórcio, uma vez que, nos termos do projeto que regulamenta o regime de partilha de produção, a Petro-Sal indicará metade dos componentes do comitê operacional, órgão responsável pela administração do consórcio que explora a jazida.

Duas questões se colocam: *i)* para se ter uma fiscalização mais eficiente, é, de fato, necessário manter fiscais atuando permanentemente dentro da empresa, ou as auditorias que são realizadas hoje já seriam suficientes? *ii)* caso se concorde com a necessidade de se manterem fiscais dentro da estrutura dos consórcios, é necessário criar uma empresa estatal para isso? Não seria o caso de a ANP alocar funcionários para realizar tal tarefa?

A defesa dos interesses da União – objetivo primordial da Petro-Sal – pode ir além da questão da fiscalização. Apesar de não ser explícita, a exposição de motivos sugere que o governo poderá utilizar o óleo que possui para implementar uma política industrial, de fortalecimento da cadeia de petróleo, ou para controlar as exportações, o que garantiria o abastecimento doméstico e, eventualmente, a manipulação de preços no mercado internacional, a nosso favor.

Ocorre que todos esses objetivos podem ser atingidos por meio de outros instrumentos. Por exemplo, é possível limitar as vendas para o exterior alterando a alíquota do imposto de exportação; ou o estímulo à indústria nacional pode vir por meio de subsídios<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Em sendo proprietária do óleo, a União pode implementar política industrial vendendo o petróleo a um preço abaixo do de mercado para refinarias e petro-

Aqueles que não vêem necessidade na criação da estatal podem se valer ainda do argumento tradicionalmente feito contra a criação de empresas pelo Estado: mesmo que criadas com objetivos nobres, as estatais podem, ao longo do tempo, se transformar em objeto de barganha política ou fonte de empreguismo, deixando de servir adequadamente a sociedade e pressionando as contas públicas.

#### 4.3.2. A Petro-Sal será capaz de exercer adequadamente suas atividades?

Conforme já explicado, uma das mais importantes atribuições da Petro-Sal é verificar se as empresas integrantes do consórcio de exploração (Petrobras, inclusive) não estão superfaturando os custos de exploração para reduzir a parcela de óleo que é entregue ao governo. Idealmente a Petro-Sal seria um ente com muita informação técnica, para viabilizar o melhor monitoramento possível da execução do contrato. Mas aí surge a questão: a Petro-Sal vai conseguir fazer isso?

Há a possibilidade de ela ser politicamente loteada, o que vai tirar a sua capacidade técnica de atuação. Outra possibilidade é a Petro-Sal vir a ser capturada pelos interesses da Petrobras, que não só será muito poderosa no novo modelo, como também é a

---

químicas, fornecendo-lhes, assim, um subsídio implícito. O mesmo resultado – porém, com muito mais transparência – pode ser obtido com a União vendendo o óleo no mercado e transferindo, **explicitamente**, com consignação orçamentária, o valor do subsídio para refinarias ou petroquímicas.

entidade que formou a quase totalidade dos profissionais aptos a atuar na direção e operação da Petro-Sal. Como a Petrobras será operadora e sócia de todos os consórcios, ela terá todo incentivo para sonegar informações à Petro-Sal, de modo a aumentar seu lucro e reduzir os repasses ao governo.

Outra atribuição da Petro-Sal seria controlar o ritmo da produção. Dado que a Petro-Sal deterá o poder de decisão nos comitês operacionais dos consórcios, ela poderá exigir que o ritmo de produção seja reduzido ou acelerado, de acordo com a oscilação do preço do petróleo. Ela também poderá interferir na política de venda (exportação ou venda interna), armazenamento e conluio de preços com outros produtores.

Em entrevista concedida ao Jornal Valor Econômico, em 3 de setembro de 2009, a Ministra Dilma Rousseff afirmou:

A diferença entre concessão e partilha é que, na concessão, eu não acesso a renda petrolífera, a não ser com imposto e participação especial e, ao fazê-lo, não controlo minha produção; **na partilha, acesso o grosso da renda petrolífera e, ao fazê-lo, controlo o ritmo de produção** e posso utilizar isso para fazer uma política de alianças internacionais, considerando o papel geopolítico do petróleo. (Grifos nossos)

Mas essa possível vantagem também fica muito limitada quando consideramos o alto custo fixo das instalações do pré-sal. Uma coisa é a Arábia Sau-

dita dizer que vai tampar um buraco no chão e parar de produzir petróleo. Outra coisa é dizer que o investimento bilionário feito para explorar e transportar o petróleo do pré-sal vai ficar parado, esperando o preço subir ou coisa parecida. O custo da ociosidade do equipamento será muito alto para viabilizar essa manipulação do ritmo de produção. A Petro-sal até pode ditar um ritmo de produção diferente daquele que seria preferido pelas empresas exploradoras, mas isso gerará custos tanto para as empresas quanto para o Estado, que receberá uma renda menor. Poderia até haver um entendimento jurídico de que esse custo fixo acumulado dos dias de produção atípica seriam imputados só para o Estado, que deu causa à paralisação ou à redução da produção.

Outro ponto a ser discutido é a eficácia do controle de produção. O controle da produção pode ter dois objetivos: manipular o preço internacional do petróleo ou racionalizar o fluxo de produção, de forma a adequá-la ao ciclo de preços. Sobre a manipulação de preços internacionais, se o Brasil vier a se tornar, de fato, um grande produtor, pode vir a influenciar o preço internacional via controle de produção. No longo prazo, esse tipo de controle pode vir a se revelar ineficaz, uma vez que o aumento de preços decorrente torna viável a produção em outras áreas, ou o uso de outras fontes de energia. Mas, no curto prazo, de fato, é possível o País auferir ganhos via cortes da produção. Cabe lembrar que esse corte de produção pode ser atingido por meio de instrumentos diferentes do con-

trole direto, como a tributação sobre exportações ou imposição de cotas. E corre-se sempre o risco de o corte de produção ser exagerado, de forma que, se o aumento de preços não for suficiente, as receitas governamentais acabarem sendo reduzidas.

*A posteriori* é muito fácil saber se o preço, já ocorrido, estava alto ou baixo. O difícil é tentar adivinhar o preço futuro do petróleo. Estudos econométricos não descartam a hipótese de que o melhor preditor para o preço futuro do petróleo, tal como ocorre com diversos ativos financeiros, seja o preço atual<sup>22</sup>. Em sendo verdade, previsões de que o preço irá subir (ou de que irá cair) estarão erradas na metade das vezes. Se não é possível prever o preço futuro, não há por que aumentar ou retardar o ritmo de produção.

Mesmo que seja possível prever o preço futuro, os produtores têm tanto interesse quanto o governo em ajustar a produção ao ciclo de preços e, provavelmente, maior competência em fazê-lo (principalmente se a hipótese de a Petro-Sal ser loteada politicamente se revelar verdadeira). No longo prazo, é ainda mais difícil prever o que ocorrerá com o preço do óleo. Por um lado, o esgotamento de reservas tenderá a forçar seu preço para cima. Mas, à medida que o preço aumentar, maior é o estímulo para o desenvolvimento de novas fontes de energia, que podem vir a suplantam o petróleo como fonte primordial de energia no planeta.

<sup>22</sup> Em termos técnicos, isso significa dizer que o preço do petróleo segue um caminho aleatório.

## 5. SOBRE O PL Nº 5.940, DE 2009, QUE CRIA O FUNDO SOCIAL

### 5.1. Introdução

Este Capítulo analisará o Projeto de Lei (PL) nº 5.940, de 2009, que cria o Fundo Social (FS). Conterá, além desta Introdução, outras duas seções. Na Seção 5.2 apresentamos um resumo do PL e, na Seção 5.3, analisamos seus aspectos positivos e negativos.

Em linhas gerais, julgamos positiva a idéia de criar um fundo para acumular parte dos recursos arrecadados com a exploração do petróleo. Há alguns pontos, entretanto, que deveriam ser aprimorados no projeto. Como exemplos, o PL deveria estabelecer parâmetros mínimos referentes à movimentação de recursos financeiros e à realização de investimentos em ativos; bem como definir as condições de sustentabilidade financeira do Fundo.

### 5.2. Resumo

O projeto de lei em análise trata da criação de um fundo de natureza contábil e financeira, denominado Fundo Social – FS, vinculado à Presidência da República, com a finalidade de promover o desenvolvimento social no país.

O FS terá como objetivos constituir poupança pública de longo prazo, e oferecer fonte regular de recursos

para projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental. Tais programas e projetos deverão observar o Plano Plurianual – PPA, a Lei de Diretrizes Orçamentárias – LDO e as respectivas dotações consignadas na Lei Orçamentária Anual – LOA. Também, o FS tem como objetivo mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional, decorrentes das variações na renda gerada pelas atividades de produção e exploração de petróleo e de outros recursos não renováveis.

Ao Fundo Social será vedada a concessão de garantias, direta ou indiretamente, e está previsto que ele terá como fonte de receitas a parcela do valor do bônus de assinatura que lhe for destinada pelos contratos de partilha de produção, a parcela dos *royalties* que cabe à União, deduzidas as destinadas a seus órgãos, a receita oriunda da comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, e os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades. Destaca-se que a receita oriunda da comercialização de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União equivale a todo o valor do petróleo a que a União fará jus nos contratos de partilha de produção. Esse item deverá, assim, ser a mais importante fonte de receita do Fundo proposto.

Quanto à política de aplicação de recursos, o projeto de lei prevê como objetivos a busca de rentabilidade, segurança e liquidez das aplicações, e

sua sustentabilidade financeira. Essa política será realizada pelo Comitê de Gestão Financeira do Fundo Social – CGFFS, cuja composição e funcionamento serão estabelecidos por ato do Poder Executivo. O projeto dispõe, ainda, que os membros do CGFFS não farão jus à percepção de qualquer remuneração pelo desempenho de suas funções, e as respectivas despesas de operacionalização serão custeadas pelo próprio FS.

O CGFFS terá como competências definir: o montante a ser anualmente resgatado do FS, assegurada a sua sustentabilidade financeira; a rentabilidade mínima esperada; o tipo e o nível de risco que poderão ser assumidos na realização dos investimentos; os percentuais, mínimo e máximo, de recursos a serem investidos no País e no exterior; os percentuais, mínimo e máximo, de recursos a serem investidos por setor, ou atividade econômica; e a capitalização mínima a ser atingida antes de qualquer transferência para as finalidades e objetivos do FS. O projeto de lei também dispõe que o FS, a critério do CGFFS, poderá, diretamente pelo Ministério da Fazenda, adquirir ativos no Brasil ou no exterior.

Finalmente, o projeto de lei dispõe que a União, a critério do CGFFS, poderá contratar instituições financeiras federais para atuarem como agentes operadores do FS, cabendo a elas remuneração pelos serviços. O projeto também prevê que a União, mediante recursos do FS, poderá participar, como cotista única, de fundo de investimento específico, que de-

verá ser constituído por instituição financeira federal.

O CGFFS será responsável pelas diretrizes referentes às aplicações do fundo. Para definir os dispêndios do FS, será criado o Conselho Deliberativo do Fundo Social (CDFS), que contará com participação de representantes da sociedade civil e da administração pública federal. Assim como no caso do CGFFS, os membros do CDFS não farão jus a qualquer forma de remuneração.

Sem prejuízo dos mecanismos tradicionais de prestação de contas, o projeto de lei prevê que o Ministério da Fazenda encaminhará, trimestralmente, relatório sobre o desempenho do Fundo ao Congresso Nacional.

### 5.3. Análise

O Projeto de Lei em questão apresenta alguns pontos que geram dúvidas ou controvérsias, que serão destacados a seguir:

#### 5.3.1. Sobre o mérito de se instituir um fundo

A proposta de se criar um fundo com recursos oriundos da exploração do petróleo é mais do que meritória. A prática é adotada em quase todos os países que dispõem de reservas abundantes de algum recurso mineral, não necessariamente petróleo. Esses fundos, denominados de fundos soberanos, possuem dois objetivos principais:

- i) acumular poupança, de forma a permitir que gerações futuras usufruam dos benefícios gerados pela extração do recurso mineral;
- ii) estabilizar a economia. Isso é particularmente importante quando a receita gerada pelo setor exportador constitui-se em parcela significativa das receitas do governo. Nos fundos de estabilização, o governo aporta recursos quando o preço do recurso mineral estiver elevado, e saca recursos quando os preços estão deprimidos. Dessa forma, pretende-se estabilizar os gastos do governo ao longo do ciclo econômico e, conseqüentemente, estabilizar a demanda agregada da economia.

Nada impede que um fundo tenha ambos objetivos. Mas sua administração dependerá de qual objetivo é primordial. Por exemplo, fundos de estabilização devem concentrar suas aplicações em ativos de curto prazo e no exterior. Já fundos de poupança podem ter aplicações de prazo mais longo e investir no próprio país (sem prejuízo de aplicações internacionais).

Apesar de o PL nº 5.940, de 2009, estabelecer que o FS terá também o objetivo de mitigar os efeitos das variações de preços do petróleo sobre a economia nacional (art. 2º, III), ao que parece, o FS terá a função primordial de ser um fundo de poupança. Essa interpretação pode ser depreendida do art. 1º, que prevê que o FS deverá se constituir em fonte **regular** de recursos para projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cul-

tura, da ciência e da tecnologia e da sustentabilidade ambiental.

É preferível que o FS seja, de fato, um fundo de poupança. Em primeiro lugar, o Brasil é uma economia bastante diversificada. Assim, oscilações do preço do petróleo, ainda que venham a impactar de forma não trivial as receitas governamentais no futuro, dificilmente terão a mesma influência que exercem em países que se especializaram na produção do óleo, como Arábia Saudita, Kuwait ou Venezuela.

Adicionalmente, fundos de poupança dificultam (embora não impeçam) atitudes fiscais irresponsáveis, pois, em princípio, toda a receita do petróleo é aportada no fundo e os saques são baseados no rendimento das aplicações. Já nos fundos de estabilização, os saques ocorrem quando o preço do petróleo estiver baixo. Porém, é difícil definir o que seja preço baixo. Na ausência de regras específicas, o conceito de baixo pode ser convenientemente ajustado para permitir saques exagerados do fundo.

Por fim, o Brasil possui diversas carências estruturais, que, para serem sanadas, irão requer investimentos contínuos e de longo prazo, independentemente dos ciclos econômicos. Os fundos de poupança são mais adequados para financiar esses dispêndios, justamente por oferecerem um fluxo regular, e de longo prazo, de recursos.

Cabe discutir, entretanto, o mérito de se aplicarem os recursos do FS em diversas áreas, como combate a pobreza, educação, ciência e tecnologia

e sustentabilidade ambiental. Ao permitir a dispersão do uso, aumenta-se a probabilidade de mudanças de orientação de gastos, seja em função das preferências dos gestores, ou por critérios puramente políticos, gerando problemas similares ao de obras paradas. Por exemplo, em determinado período, o Conselho do FS decide priorizar, digamos, educação. Investe-se então na construção de laboratórios, escolas, qualificação de professores, etc. Em um período posterior, o Conselho decide priorizar meio ambiente, e todo o investimento feito em educação pode ser perdido.

Uma das maiores preocupações com um eventual excesso de divisas oriundos da exploração do petróleo é uma apreciação substancial do real, com conseqüências negativas sobre o setor industrial não vinculado à indústria de petróleo, ou sobre o setor exportador não agrícola. É o que a literatura descreve como doença holandesa, em decorrência da desindustrialização por que passou a Holanda após a descoberta de importantes reservas de gás no final dos anos 60.

Há duas formas de tentar evitar a doença holandesa. Uma é investir em ativos no exterior, de forma a conter o impacto das exportações do petróleo sobre o câmbio. Outra é aumentar a produtividade dos setores exportadores não ligados à indústria de petróleo. Por isso, o uso dos recursos em educação, desenvolvimento tecnológico e infra-estrutura podem contribuir fortemente para evitar a doença holandesa no Brasil, se fizerem com que a produtividade do setor exportador não

ligado ao petróleo (ou do setor produtor de bens domésticos que compita com importados) cresça mais rapidamente que a produtividade do setor petrolífero. Canalizar recursos para erradicação da pobreza, ao estimular a demanda por serviços ou de alimentos produzidos para subsistência, aumentará a probabilidade de ocorrência da doença holandesa no País.

### 5.3.2. Características do Fundo Social

O projeto de lei dispõe que o Fundo Social – FS corresponde a um fundo de natureza contábil e financeira. Na literatura que trata da temática de finanças públicas, alguns conceitos do significado do termo “fundos” podem ser destacados.

Na obra Curso de Direito Financeiro (2008), de Regis Fernandes de Oliveira, é possível verificar algumas posições sobre o tema, como a definição de Hely Lopes Meirelles acerca do significado da terminologia “fundo”: “fundo financeiro é toda reserva de receita para a aplicação determinada em lei”. Cretella Junior, por sua vez, afirma que “é a reserva, em dinheiro, ou o patrimônio líquido, constituído de dinheiro, bens ou ações, afetado pelo Estado, a determinado fim”. A Lei nº 4.320, de 1964, que cuida de normas gerais de direito financeiro, em seu art. 71, define fundo como “o produto de receitas especificadas que, por lei, se vinculam à realização de determinados objetivos ou serviços, facultada a adoção de normas peculiares de aplicação”.

Ainda de acordo com a obra de Regis Fernandes de Oliveira (2008), é possível encontrar referência à posição de Ezequiel Antônio Ribeiro Balthazar. O autor defende haver dois significados para o vocábulo “fundo”, no âmbito do direito financeiro: o de vinculação de receitas para aplicação em determinada finalidade (classificado por ele como “fundo de destinação”); e o de reserva de recursos para distribuição a pessoas jurídicas determinadas (classificado por ele como “fundo de participação”).

O autor alega que o Fundo de Destinação se fundamenta constitucionalmente no inciso II do § 9º do art. 165 da Constituição Federal, e que cabe à lei complementar regular a sua instituição e funcionamento, competência essa atendida pelas disposições da Lei nº 4.320, de 1964. De modo distinto, os chamados Fundos de Participação têm caráter tributário, sendo previsto nos arts. 157 a 162 da Constituição Federal. São exemplos dessa classificação de fundos o Fundo de Participação dos Estados – FPE e o Fundo de Participação dos Municípios – FPM.

Considerando que o Fundo Social, segundo o projeto de lei que o cria, apresenta destinações de receitas específicas, aplicadas a determinadas finalidades – como projetos e programas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura etc –, e não de reserva de recursos para distribuição a pessoas jurídicas determinadas, inferimos que o FS tenha mais características de um fundo de destinação do que de um fundo de participação, estando relacionado ao

que dispõe o inciso II do § 9º do art. 165 da Constituição Federal:

**Art. 165.** .....  
.....  
§ 9º Cabe à lei complementar:

.....  
II – estabelecer normas de gestão financeira e patrimonial da administração direta e indireta, bem como condições para a instituição e funcionamento de fundos.  
.....

A regulação quanto à operacionalização de fundos é prevista na Lei nº 4.320, que tem status de Lei Complementar. Essa lei impõe requisitos ao funcionamento dos fundos, além de dispor sobre tópicos como a vinculação da aplicação das respectivas receitas ao que estiver estipulado na Lei Orçamentária Anual, sobre a forma de controle e a prestação de contas. Contudo, o projeto de lei do FS remete a realização da sua política de aplicação de recursos ao CGFFS, não fazendo qualquer referência às disposições da Lei nº 4.320, de 1964. Surge, então, a questão: **a atuação reguladora do CGFFS, relativamente ao FS, está plenamente vinculada aos dispositivos da Lei 4.320, de 1964?**

Outra questão relevante é a de que, segundo o projeto de lei, o fundo terá natureza contábil e financeira. Tendo natureza contábil, o fundo terá contabilidade específica, separada da contabilidade do órgão a que o fundo estiver administrativamente subordinado. Nessas situações, os recursos são movimentados a partir da Conta Única do Tesouro Nacional – todas as entradas e saídas dos respectivos recursos são

realizadas a partir dessa conta, em nome do Fundo. O gerenciamento do fluxo de valores é feito a partir da autorização orçamentária e da programação de desembolso financeiro firmada com o Ministério da Fazenda. Contudo, o projeto de lei do FS dispõe que poderão ser aplicados recursos do Fundo no exterior, e na aquisição de ativos, ficando o CGFFS responsável pela política de aplicação desses recursos. O problema é que **o projeto de lei não deixa muito evidente até onde vai a competência do CGFFS na decisão de aplicação de recursos do FS e qual o poder de interferência do Tesouro Nacional na alocação dos recursos. Preocupa-nos não haver previsão de limites legais mínimos, impostos aos gestores do Fundo quanto à movimentação de recursos financeiros e à realização de investimentos em ativos.** Pelo texto atual, tais limites deverão ser regulados, tão somente, pelo estatuto do fundo.

### 5.3.3. O uso da arrecadação de *royalties* como fonte de receitas do Fundo Social

O projeto de lei prevê que constituem recursos do FS a parcela dos *royalties* que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus **órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção** (grifo nosso). Subentende-se, assim, que os contratos de partilha de produção definirão a forma como os *royalties* serão repartidos. Mas os *royalties*, atualmente, contam com destinações especificadas em lei – em especial, na Lei nº 9.478, de 1997, conhecida

como Lei do Petróleo. Se os contratos de partilha especificarem destinações diferentes daquelas previstas na Lei do Petróleo, o governo federal pode vir a enfrentar ações na Justiça.

Por outro lado, se a distribuição dos *royalties* não se alterar, somente poderá caber ao FS a parcela de recursos destinada ao Fundo Especial (os demais recursos são destinados a Ministérios, ou seja, a órgãos específicos da União), que distribui os recursos para estados e municípios, utilizando os mesmos critérios de rateio previstos nos Fundos de Participação dos Estados e dos Municípios (FPE e FPM). Esse Fundo arrecada, atualmente, cerca de 8,5% dos *royalties*.

Em suma, o Poder Executivo optou por enviar ao Congresso a regulamentação da exploração da camada pré-sal sem alterar a atual legislação de distribuição de *royalties*. Porém, no projeto em análise, o abastecimento do Fundo Social com recursos provenientes dos *royalties* depende da redefinição desta partilha.

### 5.3.4. Necessidade de poupança e sustentabilidade do fundo *versus* perfil “gastador” do governo

O projeto de lei enfatiza a necessidade de se pouparem recursos do fundo para que sejam utilizados no horizonte de longo prazo, perseguindo-se a sustentabilidade do fundo. Remete boa parte dessa responsabilidade ao CGFFS, que terá como competências,

por exemplo, definir o montante a ser, anualmente, resgatado, bem como a rentabilidade mínima esperada.

Contudo, não haveria muitas restrições para que a gestão do fundo flexibilizasse o alcance desses compromissos, usando mais recursos financeiros do que o previsto, sem a participação do Congresso Nacional. Assim, parece-nos importante a participação do Congresso Nacional nas definições de metas de aplicação de recursos do Fundo Social, o que não está previsto no atual texto do projeto de lei.

Reconhecemos que o inciso I do art. 6º prevê que o CGFFS irá definir o montante a ser resgatado do FS, **assegurada a sua sustentabilidade financeira** (grifo nosso). O termo “sustentabilidade financeira”, contudo, não está definido. Significa, por exemplo, que os saques não poderão superar o rendimento das aplicações? Ou que os saques não poderão superar a variação de ativos do fundo (lembrando que, principalmente nos primeiros anos, essa variação será fortemente influenciada pelos aportes da União decorrentes da comercialização do petróleo). A comparação entre saques e rentabilidade (ou variação de ativos) será feita considerando os valores do ano corrente, da média, digamos, dos três anos mais recentes, ou de uma **expectativa** de rentabilidade (ou de variação de ativos) para os anos seguintes?

Para que se garanta que a fruição dos recursos do petróleo não se concentre na geração atual (ou, equivalentemente, que o governo não se sinta tentado a gastar, de imediato, parte significativa

das receitas), a Lei que cria o FS poderia ser mais explícita, estabelecendo, no mínimo, que os saques do fundo não possam superar a rentabilidade nominal das aplicações financeiras. O ideal seria permitir que fosse preservada a rentabilidade **real** das aplicações. Há problemas operacionais, contudo, em definir rentabilidade real. Além disso, é comum haver longos períodos (como o atual) em que a rentabilidade real de aplicações financeiras nos países desenvolvidos é negativa.

Por fim, para permitir maior suavização de gastos, pode-se pensar em introduzir mecanismos prevendo que o critério de comparação entre retirada e rentabilidade seja feito com base no observado em um passado recente, digamos, nos últimos três anos.

### 5.3.5. Contratação de instituições financeiras federais e participação em fundo de investimento específico

O projeto de lei prevê a possibilidade de contratação de instituições financeiras federais para a aplicação de recursos financeiros do Fundo Social, bem como a participação da União, como cotista única, de fundo de investimento específico, que deverá ser constituído por instituição financeira federal. Não ficou muito claro se as instituições financeiras nacionais poderiam aplicar os recursos do FS somente em títulos emitidos por agentes domésticos ou internacionais, ou se poderiam também aplicar em fundos de investimento. A redação do PL

menciona somente o termo “ativos”, que abrange tanto títulos quanto cotas em fundos, imóveis ou indústrias.

Não há porque restringir a contratação aos bancos federais. O objetivo do FS é que a população usufrua ao máximo os benefícios gerados pela arrecadação do petróleo. Os custos de administração dos fundos podem cair substancialmente se houver concorrência entre as instituições financeiras para disputar quem oferecerá o serviço. Vale lembrar os elevados custos de administração que são pagos à Caixa Econômica Federal e ao Banco do Nordeste para administrar fundos públicos, o que representa, ao mesmo tempo, um desestímulo à eficiência dessas empresas públicas (que têm receita certa e garantida, sem esforço) e um gasto pouco produtivo de recursos públicos.

No caso de a União administrar o Fundo por conta própria, sem contratar instituição financeira, o Erário entra num negócio que envolve riscos em operações de mercado financeiro.

Em ambas as situações, a aprovação do projeto de lei pelo Congresso Nacional parece conferir amplos poderes ao Executivo para lidar com assuntos polêmicos e que podem colocar em risco a administração de recursos públicos realizada pelo Governo Federal.

### **5.3.6. Concentração de recursos na Presidência da República**

De acordo com o projeto de lei, o fundo será subordinado à Presidência

da República, o que lhe confere um volume substancial de recursos que poderá ser usado para barganhas políticas, concentrando mais poder em suas competências. Isso reforça ainda mais a necessidade de a Lei prever com maior precisão os critérios de saques e de aplicações dos fundos.

### **5.3.7. Engessamento dos gastos**

Analisando a questão sob enfoque distinto, os fundos são usados para garantir recursos a determinadas finalidades. Por outro lado, eles engessam a administração quanto à flexibilidade de alocação de recursos disponíveis. Engessam, também, o espaço de ação do Legislativo, por imporem restrições à alocação dos recursos que o fomentam.

Todavia, dada a relevância das finalidades do Fundo Social, sua criação parece conter mais virtudes do que pontos fracos. O problema é se as regras que o criam vierem a ser posteriormente distorcidas ou alteradas, (tal como ocorreu com outras vinculações de recursos públicos) desviando das finalidades originais os recursos do fundo.

### **5.3.8. Ausência de remuneração para membro do Conselho do Fundo Social**

Há preocupações quanto à ausência da remuneração dos membros do Conselho Deliberativo do FS. Normal-

mente, trabalhos de natureza “voluntária” tendem a aumentar a probabilidade de desvios de comportamento e a incentivar o comportamento de não-alinhamento com os objetivos do trabalho. Uma pessoa com intenções sérias dificilmente aceitaria participar de um conselho deliberativo “de graça”, sem remuneração, ainda mais sabendo dos vários problemas de ordem jurídica a que poderão estar expostos. Assim, cremos que a remuneração do conselheiro parece ser uma opção superior à que consta do projeto de lei em análise.

## 6. DO PL Nº 5.941, DE 2009, QUE TRATA DA CAPITALIZAÇÃO DA PETROBRAS

### 6.1. Introdução

O Projeto de Lei (PL) nº 5.941, de 2009, autoriza a União a ceder onerosamente para a Petrobras o direito de explorar o equivalente a cinco bilhões de barris. A União aportará capital na Petrobras, sob a forma de títulos públicos. Esses mesmos títulos serão utilizados para a Estatal pagar à União pelo direito de exploração dos cinco bilhões de barris.

Este capítulo está estruturado em duas seções, além desta Introdução. Na próxima seção é feito um resumo do projeto de lei. E, na Seção 6.3, discutimos os principais pontos polêmicos. Em especial, critica-se o fato de o projeto estabelecer poucos parâmetros em relação ao preço do direito

de exploração. Dependendo de como for fixado, esse preço significará uma transferência indevida de riqueza da União para a Petrobras (e, consequentemente, seus acionistas) ou um prejuízo para os acionistas minoritários da empresa. O PL deixa dúvidas em relação a aspectos importantes, por exemplo, quais serão as receitas governamentais devidas; a individualização de poços quando a jazida se estender por áreas não concedidas e não partilhadas; e o que ocorrerá se a cessão onerosa não ocorrer no prazo máximo de doze meses.

### 6.2. Resumo

O projeto de lei em análise trata, num primeiro plano, da concessão não-onerosa das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, em áreas não concedidas, para a Petrobras.

O projeto de lei prevê que a cessão seja intransferível e realizada com dispensa de licitação, além de ser limitada a um volume máximo de extração de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo.

O projeto dispõe, ainda, que a empresa poderá pagar ao Estado pela cessão mediante títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado, sob condições para pagamento fixadas em ato do Ministro de Estado da Fazenda. Para essa finalidade, dispõe o projeto de lei que a União fica autorizada a subscrever ações do capital social da Petrobras e a integralizá-las com títulos da dí-

vida pública federal. O projeto de lei autoriza, ainda, que a União venha a emitir os correspondentes títulos, precificados a valor de mercado e sob a forma de colocação direta.

A cessão à Petrobras, dispõe o projeto de lei, será formalizada por instrumento contratual, que deverá conter as seguintes cláusulas: a identificação e a delimitação geográfica das respectivas áreas de extração; os respectivos volumes de barris equivalentes de petróleo, observado o limite de 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo; a proporção mínima entre o valor dos bens produzidos e dos serviços prestados no País para execução das atividades de pesquisa e lavra referidas no caput do art. 1º e o valor total dos bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade; o valor e as condições do pagamento pela cessão; e as condições para a revisão da cessão, considerando-se, entre outras, os preços de mercado e a especificação do produto da lavra.

Os laudos técnicos de avaliação necessários ao cumprimento das disposições competirão à ANP, órgão que também se incumbirá da regulação e da fiscalização das atividades dispostas no projeto de lei, alcançando, inclusive, os termos de acordos de individualização da produção a serem assinados entre a Petrobras e outros concessionários de blocos localizados na área do pré-sal.

O art. 4º do Projeto de Lei prevê, também, que as atividades de pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos nas áreas do

pré-sal serão realizadas pela Petrobras, por sua exclusiva conta e risco.

Há previsão de que, sobre o produto da lavra, incidirão *royalties*, cujos recursos serão distribuídos de acordo com as disposições da Lei nº 9.478, de 1997 (Lei do Petróleo). Além disso, está prevista a aplicação, às respectivas atividades de pesquisa e lavra, dos regimes aduaneiros especiais e dos incentivos fiscais aplicáveis à indústria do petróleo no Brasil

### 6.3. Análise

O Projeto de Lei em questão procura estruturar e autorizar a seguinte operação financeira:

- 1) O Tesouro Nacional emite títulos públicos e, com eles, integraliza capital da Petrobras. Isso significa que, no balanço do Tesouro, eleva-se o passivo (mais dívida pública) e o ativo (mais ações da Petrobras); enquanto no balanço da Petrobras elevam-se o ativo (títulos do Tesouro) e o capital social.
- 2) A Petrobras compra, da União, o direito de explorar 5 bilhões de barris, pagando com títulos do Tesouro. Tal operação provoca uma redução no passivo do Tesouro (diminui a dívida pública) e uma redução no seu ativo (pela alienação dos direitos de exploração de petróleo). No balanço da Petrobras há uma mutação no ativo, saem títulos públicos e entram direitos de exploração de petróleo.
- 3) Como resultado, a Petrobras teria a garantia de uma área de alto poten-

cial produtivo para ser explorada, sem que isso tenha exigido que a empresa buscasse recursos próprios ou empréstimos no mercado para adquirir tal direito. O Tesouro, por sua vez, não tem sua situação alterada: os títulos que emitiu são cancelados, e a maior quantidade de ações da Petrobras de que agora dispõe compensam o fato de a União ter aberto mão de direitos sobre os 5 bilhões de barris de petróleo.

Porém, o PL apresenta alguns pontos que geram dúvidas ou controvérsias, que serão destacados a seguir:

### 6.3.1. O preço dos direitos de exploração cedidos à Petrobras

**O projeto prevê a cessão onerosa, à Petrobras, de direitos de exploração de petróleo na área do pré-sal, em até cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo, o que será feito sem licitação e sem prévia precificação do volume compreendido na cessão de direitos.**

**A falta de precificação<sup>23</sup> dá margem a questionamentos**, uma vez que o Poder Executivo, mediante a atuação de seus órgãos, poderá estabelecer o res-

pectivo preço de forma pouco transparente. Com a aprovação do Projeto de Lei, o Executivo terá a autorização do Congresso Nacional para realizar a cessão tempestivamente, que estará sujeita a critérios de avaliação por ele definidos e não largamente discutidos com a sociedade. Uma vez concretizada a operação, o custo de revisão da cessão poderá ser alto, a tal ponto de que se tornaria inviável desfazê-la.

Há o receio, assim, de que essa avaliação possa ser excessivamente favorável ou desfavorável aos acionistas da Petrobras, dependendo do valor que será efetivamente pago pela cessão de direitos.

Definir quanto vale o direito de exploração é uma tarefa complicada e, qualquer que seja a metodologia adotada, sujeita a críticas. Se não houvesse incertezas, nem quaisquer tipos de restrições nos mercados, o direito de exploração do petróleo equivaleria à diferença entre o preço de venda do petróleo e o custo de extração, ambos cotados em valores presentes. Por exemplo, se o preço do petróleo no mercado internacional for de US\$ 70,00 e o custo de extração (já incluída uma taxa de lucro considerada justa para o consórcio responsável pela exploração) for de US\$ 30,00, o direito de exploração seria de US\$ 40,00 (= US\$ 70 – US\$ 30).

Para entender por que chegamos a esse valor, imagine que o governo venda o direito de exploração por US\$ 35,00 a uma empresa “A”. Essa empresa teria, então, um lucro **extraordinário** de US\$ 5,00 por barril (= US\$ 70,00

<sup>23</sup> O Projeto de Lei dispõe apenas, em seu art. 3º, que “os volumes de barris equivalentes de petróleo de que o § 1º do art. 1º, bem como os seus respectivos valores econômicos, serão determinados a partir de laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras, observadas as melhores práticas da indústria do petróleo”. O parágrafo único desse artigo dispõe, ainda, que “caberá à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP obter o laudo técnico de avaliação das áreas que subsidiará a União nas negociações com a PETROBRAS sobre os valores e volumes referidos no caput”.

– US\$ 35,00 – US\$ 30,00). O lucro de US\$ 5,00 é chamado de extraordinário porque os US\$ 30,00 referentes ao custo de extração já incluem uma taxa de lucro considerada normal.

Uma empresa “B” teria interesse em oferecer à União a quantia de US\$ 36,00 pelo direito de explorar o petróleo, pois, dessa forma, obteria um lucro extraordinário de US\$ 4,00 por barril (e se ela não adquirir o direito de exploração, seu lucro extraordinário seria US\$ 0,00). Enquanto houver lucro extraordinário, haverá empresas interessadas em oferecer maior valor pelo direito de exploração. A competição entre empresas, que poderia ser obtida mediante o processo de licitação, faria com que o preço do direito de exploração atingisse US\$ 40,00.

Todavia, no mundo real, não há competição perfeita e, especialmente na indústria de petróleo, há significativas fontes de incerteza. Por exemplo, uma empresa capaz de explorar com custos menores tem interesse em oferecer um valor mais alto pelo direito de exploração. Há incerteza quanto ao preço futuro do petróleo, outro parâmetro importante para definição do preço do direito de exploração.

Dessa forma, há vários parâmetros envolvidos para estimar o valor do direito de exploração. Os especialistas divergem sobre os diversos parâmetros que determinarão o preço do direito de exploração: o preço futuro do petróleo; o custo de produção; a trajetória da taxa de juros etc.

Como não é possível definir univocamente o preço correto do direito

de exploração, avaliações favoráveis ou desfavoráveis à Petrobras poderão ensejar ações na Justiça. Na primeira hipótese, que implica transferência de valor do Estado aos acionistas privados da Petrobras, o Ministério Público poderia abrir uma representação na Justiça. No segundo caso, a operação levaria os acionistas privados, minoritários, a reclamarem direitos na Justiça.

**Uma forma de contornar esse problema seria a realização de leilões para conceder o direito de exploração dos 5 bilhões de barris em questão.** A União poderia, então, capitalizar a Petrobras utilizando os recursos auferidos nesses leilões. **O problema dessa alternativa é que ela é inconsistente com o viés estatizante do modelo de exploração proposto para o pré-sal.**

### 6.3.2. O pagamento pela cessão onerosa de direitos de exploração

O Projeto de Lei prevê que a Petrobras poderá pagar pelos direitos de exploração, objeto da cessão onerosa, com o uso de títulos públicos da dívida mobiliária federal, precificados pelo valor de mercado.

Os títulos públicos usados na capitalização da Petrobras poderão ser usados, segundo o projeto de lei, para que a empresa adquira o direito de exploração de até cinco bilhões de barris de petróleo. Dependendo do período transcorrido entre a capitalização da Petrobras e a efetivação da

cessão onerosa do direito de exploração, o valor de mercado dos títulos pode variar substancialmente, o que, por sua vez, pode implicar perdas ou ganhos de valor significativo para a empresa. Destaca-se que o Projeto de Lei nada dispõe sobre esse período.

### 6.3.3. A cobrança de participações governamentais

O art. 5º do Projeto de Lei prevê o pagamento de *royalties* sobre o produto da lavra das áreas no pré-sal, com a distribuição seguindo as disposições da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Entretanto, o Projeto de Lei silencia quanto à cobrança de participação especial, gerando dúvidas se essa participação governamental será cobrada, ou não, na respectiva exploração de petróleo. O projeto é igualmente omissivo com relação a outras receitas governamentais, como o bônus de assinatura e a chamada “parcela de óleo excedente”.

A dúvida se torna ainda maior quando incorporamos à análise os dispositivos constantes do PL nº 5.938, de 2009, que dispõe sobre o regime de partilha de produção. Em seu art. 48, o PL prevê o pagamento da participação especial para todas as áreas que tenham sido contratadas sob o regime de partilha. Já os arts. 29, VII e 42 prevêem que o contratado também deverá remunerar a União com parcela do óleo excedente, além de pagar bônus de assinatura. Se o PL nº 5.938,

de 2009, for sancionado após o PL nº 5.941, de 2009, então parece claro que a Petrobras ficará sujeita ao pagamento de todas essas formas de participação governamental. Mas se a ordem de sanção for inversa, pode-se levar à interpretação de que o art. 5º do PL nº 5.941, de 2009, que prevê somente o pagamento de *royalties*, revoga, implicitamente, os dispositivos do PL nº 5.938, de 2009, referentes às demais participações governamentais.

### 6.3.4. A regulação dos acordos de individualização da produção

O Projeto de Lei dispõe que a regulação e a fiscalização das atividades de exploração na área adquirida pela Petrobras abrangerão, ainda, os termos dos acordos de individualização da produção a serem assinados entre a Petrobras e os concessionários de blocos localizados na área do pré-sal.

Todavia, o projeto de lei silencia sobre as hipóteses da necessidade de individualização de produção que eventualmente possa existir entre a Petrobras e uma área, ou bloco, ainda não licitados. Nesse caso, prevalecerá o que estabelece o art. 36 do PL nº 5.938, de 2009, que prevê que a União, representada pela Petro-Sal (empresa pública criada pelo PL nº 5.939, de 2009, para gerir os contratos de exploração e comercialização do petróleo), celebrará o acordo com os interessados. As informações necessárias para celebrar o acordo (por exemplo, a extensão da jazida) deverão ser fornecidas pela ANP. O problema é que a ANP,

se não puder realizar as atividades de avaliação das jazidas, o que é provável, diante da escassez de seu quadro de pessoal e da falta de equipamentos, poderá contratar a Petrobras, e somente a Petrobras, para realizar os estudos. Cria-se, assim, um óbvio conflito de interesses, em que a Petrobras fornecerá à ANP estudos que servirão de base para acordos a serem celebrados com a própria empresa.

### 6.3.5. Prazo para a União ceder onerosamente à Petrobras o direito de exploração

O art. 8º do Projeto de Lei limita em 12 meses, a contar da publicação da lei, o prazo para que a União ceda onerosamente o direito de exploração à Petrobras. Tendo em vista que o projeto veio do Poder Executivo, o prazo exigido sugere que a União já conhece as áreas em que ocorrerá a cessão onerosa e já tem pré-estimativas do valor da cessão. Do contrário, o prazo parece ser insuficiente para delimitar a área, estimar o volume de petróleo existente e precificar a cessão onerosa.

Caso a União não transfira o direito para a Petrobras no prazo estipulado, ocorrerá então somente a capitalização da empresa ou toda a operação será revertida? Em princípio, o projeto de lei não vincula a capitalização à cessão onerosa. Mas a capitalização da Petrobras pura e simples, sem a cessão onerosa, trará impactos substanciais para a dívida pública mobiliária, tendo em vista que, em algum momento, a empresa venderá os tí-

tulos para financiar seus investimentos.

### 6.3.6. A subscrição de ações da Petrobras

O art. 9º do Projeto de Lei prevê que a União fica autorizada a “subscrever ações do capital social da PETROBRAS e a integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal”, o que provoca aumento do passivo oneroso da União.

Quanto ao procedimento de aumento de capital de uma empresa como a Petrobras, há previsão na Lei nº 6.404, de 1976, que trata das sociedades por ações, e a mera autorização para a subscrição e integralização do capital não incorre, assim, em ilegalidade.

Analisando a situação sob uma abordagem diversa, percebe-se que, se, por um lado, a União aumenta o seu endividamento, emitindo títulos da dívida pública, por outro, ela mantém, ou até aumenta a sua participação no Capital da Petrobras – o que dependerá do acompanhamento da subscrição pelos demais sócios da empresa. De qualquer forma, a União passará a ter uma posição maior em ativos da empresa.

Quanto à Petrobras, após ser capitalizada, ela terá seu ativo fortalecido, que permitirá a ela realizar fatos permutativos (troca de ativos por outros ativos), como pagar à própria União pela cessão onerosa de direitos exploratórios ou realizar investimentos produtivos.

Considerando a primeira situação, chama a atenção o fato da possibilidade de haver ganhos ou perdas decorrentes da intertemporalidade que possa existir entre o momento da capitalização e o momento de pagamento à União pelos direitos exploratórios de óleo, com o uso de títulos da dívida da União.

Cabe ressaltar, por fim, que se utilizarem todos os recursos provenientes da capitalização para a aquisição de direitos de exploração, a Petrobras continuará sem capital para enfrentar os custos de explorar e operar campos em toda a área do pré-sal.

## PARTE II – ASPECTOS DE CUNHO EMINENTEMENTE JURÍDICO RELACIONADOS AOS PROJETOS DO PRÉ-SAL

### 1. INTRODUÇÃO

Esta Parte analisa as proposições, inicialmente, sob os aspectos da constitucionalidade e juridicidade das correspondentes matérias.

Em razão dos projetos estarem em tramitação na Câmara dos Deputados e, portanto, sujeitos a alterações, não se está analisando individualmente cada um dos comandos das proposições. Focam-se nos dispositivos essenciais para a aferição das suas constitucionalidade e juridicidade.

### 2. ANÁLISE

Sob o aspecto da legitimidade para iniciar o processo legislativo, as matérias de todos os projetos de lei estão no âmbito de propositura do Presidente da República. Sendo assim, por esse ângulo, os projetos são constitucionais e jurídicos.

Para proceder ao estudo dos outros aspectos da constitucionalidade e da juridicidade das proposições, necessário é que se abordem, em preliminar, as disciplinas constitucionais acerca de licitações e do monopólio da pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

Em 10 de novembro de 1995, foi publicada no Diário Oficial da União (DOU) a Emenda Constitucional (EC) nº 9, que alterou o art. 177 da Constituição Federal, **autorizando à União contratar empresas estatais ou privadas** para atuarem em áreas antes exclusivas da Petrobras. Na prática, essa emenda significou a quebra do monopólio da estatal. Referida alteração constitucional, entretanto, remeteu à lei ordinária o disciplinamento da matéria.

O art. 37 da Constituição Federal de 1988 estabelece princípios a serem obedecidos pela administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios, além de trazer outras determinações. O *caput* do art. 37 e o seu inciso XXI têm as seguintes redações:

**Art. 37.** A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência e, também, ao seguinte:

.....  
**XXI – ressalvados os casos especificados na legislação**, as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante **processo de licitação pública** que assegure **igualdade de condições a todos os concorrentes**, com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta, **nos termos da lei**, o qual somente permitirá as exigên-

cias de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações.

..... (grifos nossos)

A EC nº 19 alterou a Constituição para dispor sobre princípios e normas da administração pública, servidores e agentes políticos, controle de despesas e finanças públicas e custeio de atividades a cargo do Distrito Federal, além de dar outras providências. No que é afeto a este trabalho, interessam especialmente as modificações processadas no inciso XXVII do art. 22 e no art. 173 e parágrafos. A emenda inovou ao definir que normas gerais de licitação e contratação para as empresas públicas, das sociedades de economia mista e de suas subsidiárias que explorem atividade econômica de produção ou comercialização de bens ou de prestação de serviços seriam definidos em estatuto jurídico próprio, sob a forma de lei ordinária, a qual disporá (porque ainda não foi editada) sobre: sua função social e formas de fiscalização pelo Estado e pela sociedade; **a sujeição ao regime jurídico próprio das empresas privadas, inclusive quanto aos direitos e obrigações civis, comerciais, trabalhistas e tributários; licitação e contratação de obras, serviços, compras e alienações, observados os princípios da administração pública;** a constituição e o funcionamento dos conselhos de administração e fiscal, com a participação de acionistas minoritários; e os mandatos, a avaliação de desempenho e a responsabilidade dos administradores. Doravante, poderão ser feitas referências a essa lei, que ainda não existe, utilizando-se apenas o termo estatuto.

A competência para legislar sobre normas gerais referentes a licitações e contratos é privativa da União, e, no que é afeto à esfera federal, a competência legislativa é plena. Não há qualquer celeuma doutrinária ou jurisprudencial quanto a isso. A já referida EC nº 9 havia modificado a redação do art. 177, alterando o seu § 1º e acrescentando o § 2º. O texto desse artigo permanece até hoje na forma da EC nº 9:

**Art. 177.** Constituem monopólio da União:

**I – a pesquisa e a 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.**

§ 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 atribuições do órgão regulador do monopólio da União;**

§ 3º A lei disporá sobre o transporte e a utilização de materiais radioativos no território nacional; (realces nossos)

Pela técnica de redação legislativa, é correto afirmar que dois parágrafos de um mesmo artigo tratam de mesma matéria ou de matéria relacionada, ainda mais quando, explicitamente, há referências diretas de um para o outro. É o caso dos §§ 1º e 2º do art. 177.

O § 1º determina que “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”. No § 2º, em lista exaustiva (*numerus clausus*), diz que **a lei referida no § 1º** disporá, entre outras matérias, sobre **as condições de contratação**.

Logicamente, para que sejam feitas essas contratações, deverão ser obedecidas as condições previstas em lei, que disporá especificamente sobre elas. **O texto evidencia que as contratações a que se refere são as concessões e autorizações para o exercício daquelas atividades**, porque concessões e autorizações são os **únicos** instrumentos constitucionalmente definidos para que seja possível a exploração, por particulares, de jazidas,

em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica, consoante o art. 176 *caput* e § 1º (abaixo):

**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 empresa constituída sob as leis brasileiras e que tenha sua sede e Administração no País, na forma da lei, que estabelecerá as condições específicas quando essas atividades se desenvolverem em faixa de fronteira ou terras indígenas.  
..... (grifos nossos)

Feitas essas considerações preliminares, analisemos cada uma das proposições.

## 2.1. O Projeto de Lei nº 5.938, de 2009, que dispõe sobre o regime de partilha

O PL nº 5.938, de 2009, *dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em*

*áreas estratégicas, altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e dá outras providências.*

### 2.1.1. A instituição do sistema de partilha de produção

É produtivo, além de esclarecedor, que se inicie a análise pelo art. 2º, que traz as definições de termos utilizados no projeto de lei. O inciso I define “partilha de produção” como sendo

regime de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, **as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção** e, em caso de descoberta comercial, **adquire o direito à restituição do custo em óleo, bem como a parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.** (grifamos)

Evidentemente, **partilha de produção difere da autorização e da concessão**, as únicas formas admitidas pela Constituição Federal (CF) para que a União transfira ao particular a pesquisa e a lavra de recursos minerais, quaisquer que sejam (art. 176, *caput* e § 1º, da CF).

**No regime de concessão**, por determinação constitucional (art. 176, *caput*, da CF), é garantida ao concessionário a **propriedade do produto da lavra. Na partilha de produção**, que está sendo criada por lei, aquele que

explora, avalia, desenvolve e produz, em caso de descoberta comercialmente viável, **apenas adquire o direito à restituição do custo em óleo, bem como a parcela do excedente em óleo**, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.

Na partilha de produção, aquele que explora, avalia e produz, em caso de descoberta comercialmente viável, **apenas adquire o direito à restituição do custo em óleo, bem como à parcela do excedente em óleo**, na proporção e prazos estabelecidos em contrato.

**Custo em óleo** representa a parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato.

Denomina-se **excedente em óleo** a parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos *royalties* e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43 do projeto de lei.

Ainda sobre a **propriedade do produto da lavra**, merece registro, a doutri-

na francesa, para a qual a concessão mineral confere o direito de pesquisa e de exploração ao particular sob a forma de um conjunto de prerrogativas e obrigações que constitui o que denomina de estatuto do concessionário. Essa escola doutrinária sustenta que a concessão cria, ao mesmo tempo, uma nova entidade jurídica – **a mina** – uma vez que, anteriormente, nada mais existia do que um simples elemento material de condição jurídica incerta, ou seja, a **jazida**. Por isso, o ato institucional da concessão tem o efeito de criar um novo bem, distinto daqueles já pertencentes ao concessionário e ao proprietário dos recursos minerais do subsolo.

O § 1º do art. 177 estatui que “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”. Tais atividades constituem monopólio da União. O inciso I refere-se **à pesquisa e à lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos**. A interpretação da Constituição é feita de forma sistêmica e integrada. A União não é obrigada a contratar com empresas estatais ou privadas a realização das referidas atividades, contudo, **se optar por contratar, deverá ser sob regime de autorização ou de concessão**, por força das disposições do art. 176 da Lei Maior.

A propósito, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que *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 e dá outras providências*, está perfeitamente alinhada com a Constituição.

Seu art. 5º estabelece que a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, **mediante concessão ou autorização**, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. Por seu turno, o art. 23 da referida lei estatui que as **atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação**, na forma nela estabelecida.

O art. 47 da proposição pretende alterar a redação do art. 5º da Lei nº 9.478, de 1997, da seguinte forma:

**Art. 5º** As atividades econômicas de que trata o art. 4º desta Lei serão reguladas e fiscalizadas pela União e **poderão ser exercidas, mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha de produção**, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. (NR)

Dúvida não há de que **o concessionário difere do contratado sob o regime de partilha de produção**.

Ademais, o § 1º do art. 33 do PL nº 5.938, de 2009, estabelece que “**o concessionário ou o contratado sob o regime de partilha de produção** deverá informar à Agência Nacional de

Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que a jazida será objeto de acordo de individualização da produção”. A mesma distinção é feita no art. 36 e no parágrafo único do art. 40 do projeto. É de uma clareza solar que **o regime de partilha de produção é um novo modelo que se pretende criar por lei**. O pecado original dessa pretensão reside em que, **para os fins a que se propõe, a criação teria que se dar por meio de uma proposta de emenda à Constituição**.

De plano, percebe-se que **o regime de partilha de produção é um novo modelo para pesquisa e lavra de recursos minerais que está sendo criado por meio da legislação infraconstitucional**<sup>24</sup>, específico para a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas. Todavia, **essa criação não tem amparo na Carta Política**.

A justificativa trazida na Exposição de Motivos E.M.I. nº 00038 – MME/MF/MDIC/MP/CCIVIL, 31 de agosto de 2009, assinada pelos ministros Edson Lobão, Guido Mantega, Miguel Jorge, Paulo Bernardo Silva e Dilma Rousseff, reconhece o regime de concessão como o único aplicável à matéria (por opção do legislador ordinário – Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 – Lei do Petróleo), ao defender a criação do regime de partilha da produção. Esquecem-se os ministros, porém, de

<sup>24</sup> É de notar que o PL nº 5.938, de 2009, a despeito de pretender a criação de um modelo diferente do de concessão, faz uso do instituto da reversão de bens, típico do regime concessório, em dois dispositivos: art. 29, XV, e art. 32, § 2º.

informar claramente que os regimes de concessão ou autorização são impostos pela Carta Magna, não pela lei.

4. Portanto, considerando o novo contexto, mostrou-se evidente que o atual marco regulatório firmado pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 – Lei do Petróleo – não é suficiente para permitir, em vários sentidos, o adequado aproveitamento das reservas descobertas na nova província petrolífera do Pré-Sal. O marco regulatório vigente, que dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo e institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, foi fundamentado nas premissas que levaram à promulgação da Emenda Constitucional nº 9, de 1995. Assim, disciplinou-se a possibilidade de a União contratar as atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, existentes no território nacional, por meio de concessão, a serem desenvolvidas por empresas constituídas sob as leis brasileiras e com sede e administração no País.

5. O referido marco legal foi concebido de modo a contemplar as condições vigentes àquela época, quando o País tinha produção relativamente pequena, o barril de petróleo era cotado em torno de dezoito dólares e o risco exploratório era considerado elevado.

6. Ocorre que a legislação atualmente vigente não prevê outras possibilidades de contratação das atividades de pesquisa e lavra de hi-

drocarbonetos de forma diversa do modelo de concessão. De acordo com este modelo, o concessionário exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, adquirindo, após a extração, a propriedade de todos os hidrocarbonetos produzidos. Em compensação, paga ao poder concedente bônus de assinatura, *royalties* e participações especiais, cujos valores, nos dois últimos casos, dependem, em regra, do volume de produção do petróleo e do gás natural extraídos.

.....  
18. A inexistência, no plano legal, de regramento para o uso de outras modalidades de contratação além da concessão já prevista na Lei do Petróleo limita, portanto, as opções à disposição da União para melhor atendimento ao interesse público e o direcionamento dessas riquezas para os objetivos do desenvolvimento nacional. Assim sendo, a introdução do regime de contratação via partilha de produção traz como vantagem principal maior controle do processo de gestão, desde a exploração até a comercialização, das reservas de petróleo e gás.

### 2.1.2. O tratamento diferenciado concedido à Petrobras, em detrimento dos agentes econômicos que com ela disputam o mercado

Continuando, avaliamos igualmente importantes de conhecer as definições dos incisos VI e VII do art. 2º:

VI – operador: a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de **todas** as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção;

VII – contratado: **a Petrobras [sempre] ou, quando for o caso, o consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação** para a exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção; (grifos do Consultor)

Não resta dúvida de que a Petrobras, pessoa jurídica de direito privado, sociedade de economia mista exploradora de atividade econômica em regime concorrencial, está recebendo **tratamento diferenciado e privilegiado em relação às demais pessoas jurídicas de direito privado que com ela disputam o mercado.**

Compete **somente à Petrobras** conduzir e executar **todas** as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção. Se for de seu interesse, a Estatal poderá contratar essas atividades com terceiros (“... condução e execução, direta ou indireta...”). O favorecimento dado à Estatal brasileira solenemente ignora que outras empresas constituídas sob as leis brasileiras e que tenham sua sede e administração no País estejam capacitadas ou que possam se capacitar para cumprir essas tarefas. O **privilégio** dado à Petrobras é **flagrantemente inconstitu-**

**cional**, conforme demonstraremos. Materialmente, o projeto ressuscita o monopólio da empresa, quebrado pela EC nº 9.

**A Petrobras será SEMPRE contratada pela União para explorar e produzir petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção.** A contratação poderá ser feita isoladamente com a Estatal ou com o consórcio por ela constituído com o vencedor da licitação promovida para a contratação sob o regime de partilha de produção, na qual, aí sim, poderão as outras empresas disputar. Ressalta-se que, nesse consórcio, a Petrobras, no mínimo, terá participação de trinta por cento (art. 10, III, c, do PL nº 5.938, de 2009). **Não há respaldo na Lei Magna para esse favorecimento.** Pelo contrário.

Os simplórios incisos VI e VII do art. 2º do PL nº 5.938, de 2009, afrontam, de uma só vez, inúmeros comandos constitucionais. Viola(m)-se:

- o **valor social da livre iniciativa**, um dos fundamentos de nossa República – opção pelo sistema capitalista (art. 1º, IV);
- a **valorização da livre iniciativa**, como um dos fundamentos da ordem econômica – incentivo ao empreendedorismo (art. 170, *caput*);
- dois **princípios** da ordem econômica: **propriedade privada** e **livre iniciativa** (incisos II e IV do art. 170);
- o direito a todos assegurado de exercer livremente qualquer atividade econômica, independentemente de autorização de órgãos públicos, salvo nos casos previstos em lei, que,

**inapelavelmente, deve obedecer à Constituição** (parágrafo único do art. 170);

- o art. 173, inciso II, que sujeita a empresa pública, a sociedade de economia mista e suas subsidiárias que explorem atividade econômica de produção ou comercialização de bens ou de prestação de serviços ao regime jurídico próprio das empresas privadas, inclusive quanto aos direitos e obrigações civis, comerciais, trabalhistas e tributários.
- o **princípio constitucional da livre concorrência** (art. 170, inc. IV), vez que a reserva de mercado que o projeto confere à Petrobras (participação compulsória da empresa na pesquisa e lavra de petróleo e gás natural em todas as áreas do pré-sal) reforça, sobremaneira, a posição dominante da Petrobras, não apenas no mercado de pesquisa e lavra de petróleo, como também nos mercados verticalmente integrados de toda a cadeia produtiva, em especial no refino e transporte marítimo e por meio de dutos, de petróleo e gás natural, o que contribuirá para a probabilidade futura de exercício de atos abusivos do poder econômico pela Petrobras em todos os mercados do petróleo e do gás natural, em evidente prejuízo para a livre concorrência entre prestadores públicos e privados que deve existir no setor.

Não se deve compreender que as atividades previstas no art. 177, que trata do monopólio da União, estão excepcionadas da observância do princípio constitucional da livre concorrência. E isso porque: a) o princípio da

livre concorrência está previsto no art. 170 da Constitucional e informa, portanto, toda a Ordem Econômica constitucional; b) o monopólio a que se refere o *caput* do art. 177 refere-se apenas à titularidade das atividades descritas, que sempre será da União, e não à prestação de tais atividades; c) nos termos do § 1º do art. 177 da Constituição, a União não presta tais atividades: poderá contratar empresas públicas ou privadas para a execução das atividades. E, ao contratar *tanto* empresa pública (Petrobras) como empresas privadas (que hoje ultrapassam sessenta, apenas no mercado de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural), nos termos da Lei do Petróleo em vigor (Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997), a União deve manter sua neutralidade no jogo concorrencial, a fim de não inviabilizar as atividades exercidas pelas empresas privadas nos mercados de petróleo e gás natural.

A proteção da livre concorrência deve ser entendida, assim, como liberdade para exercer a luta econômica sem a interferência do Estado<sup>25</sup> e sem os

<sup>25</sup> Uma das modalidades mais comuns de interferência estatal prejudicial à manutenção da isonomia em matéria de concorrência constitui a ajuda estatal a determinadas empresas, procedida por meio de isenções tributárias ou crédito subsidiado. No regime da Comunidade Econômica Européia, toda ajuda estatal deve ser comunicada à Comissão Européia, com o fito de se analisar os efeitos provocados sobre a concorrência. A este respeito, assinala Luís Cabral de MONCADA (Direito econômico. 2. ed. Coimbra: Coimbra Editora, 1988, p. 440) que: "A orientação geral das normas comunitárias a este respeito consagra o princípio da incompatibilidade das ajudas dos Estados com o mercado comum, no pressuposto de que as ajudas e subsídios dos Estados às empresas nacionais as vão favorecer artificialmente na concorrência que elas têm de enfrentar tanto interna como externamente". Ressalva o Autor (op. cit., p. 341), entretanto, a existência das seguintes exceções, a maioria delas relacionadas à justiça social: (a) auxílios de natureza social atribuídos a consumidores individuais, com a condição de serem concedidos sem qualquer discriminação relacionada com a

obstáculos impostos pelos outros agentes econômicos (privados).

Eros Grau (*A ordem econômica na Constituição de 1988*, pp. 240-6) define o princípio da livre concorrência (art. 170, inc. IV) como "liberdade de concorrência, desdobrada em liberdades privadas e liberdades públicas", assim definidas: (a) faculdade de conquistar a clientela, desde que não através de concorrência desleal (liberdade privada); (b) proibição de formas de atuação que deteriam a concorrência (liberdade privada); e (c) neutralidade do Estado diante do fenômeno concorrencial, em igualdade de condições dos concorrentes (liberdade pública).

Nesse contexto, insere-se na tutela da livre concorrência a garantia à isonomia de atuação entre ente estatal e ente privado, como previsto nos §§ 1º e 2º do art. 173 da Constituição de 1988.

Como anota Manoel Jorge e Silva NETO (*Direito constitucional econômico*. São Paulo: LTr, 2001, p. 154): "Assim, tanto o § 1º, II, como o § 2º do art. 173 buscam localizar no mesmo plano o Estado-empresário e os entes privados, certamente por ter concluído o constituinte originário que, em um

origem dos produtos, (b) auxílios destinados a remediar os estragos causados por calamidades ou por outros acontecimentos extraordinários e (c) os auxílios atribuídos à República Federal Alemã na medida necessária para compensar as desvantagens causadas pela divisão do país. Sobre o tema, é relevante ressaltar o precedente do CADE que reconheceu ser a guerra fiscal travada entre Estados-membros do Brasil um instrumento capaz de causar efeitos lesivos sobre a concorrência (Consulta no 38/99, sendo consultante o PNBE, Pensamento Nacional das Bases Empresariais e Relator o Conselheiro Marcelo Calliari, julgado em 22/03/2000).

sistema capitalista governado pela regra do livre mercado, seria inaceitável a concessão de privilégios às empresas públicas e sociedades de economia mista, posto que vulnerar-se-iam, a um só tempo, os princípios constitucionais econômicos da liberdade de iniciativa e da livre concorrência”.

Por fim, salienta Pierre DELVOLVÉ (*Droit public de l'économie*. Paris: Dalloz, 1998, p. 119) o conteúdo do princípio da igualdade de tratamento concorrencial entre agentes públicos e privados:

*Moins radicalement l'interdiction d'exercer des activités publiques concurrençant les entreprises privées impose seulement l'égalité concurrence entre opérateurs publics et opérateurs privés. Elle n'exclut pas l'exercice d'activités publiques concurrençant les entreprises privées mais elle oblige à exercer ces activités publiques dans les mêmes conditions que celles des entreprises privées.*

Por sua vez, a exegese do art. 173, inciso II, da Constituição é de que, **no que tange à sua atuação como agentes econômicos em regime de concorrência de mercado, aqueles entes da Administração Pública não podem ser discriminados, quer positiva quer negativamente**. Destarte, sua condição deve ser de **isonomia** com os seus concorrentes totalmente privados, **tanto em direitos quanto em obrigações** – todos, a despeito de o legislador constituinte ter optado por ressaltar, em lista exemplificativa os civis, comerciais, trabalhistas e tributários.

A lei está conferindo à Petrobras privilégios que são expressamente vedados pela Constituição. Também frente à letra do § 2º do art. 173, percebe-se como a proposição está afrontando o texto constitucional. O comando determina que as **empresas públicas e as sociedades de economia mista não poderão gozar de privilégios fiscais não extensivos às do setor privado**.

Privilégios fiscais não se resumem a direitos e obrigações de natureza tributária. O termo “fiscal” é muito mais amplo do que “tributário”, estando associado à atuação do Estado na consecução de seus objetivos. Para ficarmos apenas em um exemplo dessa distinção, cita-se o art. 165, § 5º, I, da Carta da República:

**Art. 165.** .....

§ 5º A lei orçamentária anual compreenderá:

I – o orçamento **fiscal** referente aos Poderes da União, seus fundos, órgãos e entidades da administração direta e indireta, inclusive fundações instituídas e mantidas pelo poder público;

O orçamento **fiscal** não se resume a receitas tributárias. Essas são apenas uma parte do orçamento **fiscal**, que contém **a previsão da receita (tributária e não tributária) e a fixação da despesa** dos Poderes da União, seus fundos, órgãos e entidades da administração direta e indireta.

Certo é que **as sinecuras que o Estado pretende conferir à Petrobras por**

**meio do PL nº 5.938, de 2009, não são extensivas às empresas do setor privado**, que estão sendo colocadas em situação de menosprezo em relação à Petrobras. Vêm-se, portanto, alijadas, por um ato do Poder Público que viola a Constituição, da possibilidade de competir em pé de igualdade com a estatal. Inopinadamente, considerando que envolvem o alcance dos objetivos estatais, **as benesses em favor da Petrobras são inconstitucionais**.

Proveitoso trazer o escólio de Celso Antônio Bandeira de Mello, na pequena, porém densa, obra *Conteúdo Jurídico do Princípio da Igualdade*. Mello lembra que o *caput* do art. 5º da Lei Magna estabelece o princípio da igualdade, segundo o qual todos são iguais perante a lei, sem distinção de qualquer natureza, com os temperamentos previstos no próprio texto constitucional ou em lei, desde que não haja violação de direitos e garantias fundamentais. No caso da produção legislativa e na aplicação da lei, ainda que seja óbvio, acrescentamos que não pode haver violação da Constituição. Nesse sentido:

O preceito magno da igualdade, como já tem sido assinalado, é norma **voltada quer para o aplicador da lei quer para o próprio legislador**. Deveras, não só perante a norma posta se nivelam os indivíduos, mas, **a própria edição dela se sujeita ao dever de dispensar tratamento equânime às pessoas**.

.....  
Em suma: dúvida não padece que, ao se cumprir uma lei, todos os abrangidos por ela hão de receber

tratamento parificado, sendo certo, ainda, que ao próprio ditame legal é **interdito deferir disciplinas diversas para situações equivalentes**. (MELLO. Celso Antônio Bandeira de. *Conteúdo Jurídico do Princípio da Igualdade*. 3ª ed. Malheiros, 2005, pp. 9/10) (grifos nossos)

Diante da imanência do princípio da igualdade, que permeia toda a Constituição e, obrigatoriamente, informa as alterações promovidas pelo constituinte derivado, a produção legislativa e a aplicação das normas jurídicas, o que importa conhecer são os limites dentro dos quais se admite o estabelecimento de um *discriminen*, para que se mantenha o respeito também ao princípio da isonomia e, no limite, à própria Carta Política. No caso em análise, **o tratamento diferenciado concedido à Petrobras é, além de contrário à norma constitucional expressa, violador do princípio da igualdade**. O diploma constitucional (art. 173, inciso II e § 2º), expressamente, coloca as empresas públicas, as sociedades de economia mista e suas subsidiárias que explorem atividade econômica de produção ou comercialização de bens ou de prestação de serviços – no que se enquadra a Petrobras –, em situação de isonomia e igualdade com as empresas privadas. **A lei não pode mudar isso**.

Para finalizar, o projeto de lei obriga empresas privadas, e mesmo a Petrobras, a formar vínculos associativos compulsórios (art. 20 do PLC). Nada mais ofensivo à livre iniciativa. Uma coisa é dar a uma empresa a opção de concorrer à possibilidade de ex-

plorar jazidas minerais em consórcio com entes estatais, outra é obrigá-la à associação, sob pena de alijá-la por completo dessa atividade econômica, impedindo-a de cumprir seus fins societários.

Não bastasse estarem na contingência de formar consórcios, as empresas privadas não podem sequer escolher com quem se consorciar. Deverão formar consórcios, SEMPRE, com a Petrobras e com a Petro-Sal. Diga-se de passagem, sem qualquer possibilidade de ter voz ativa na condução do negócio, considerando que a participação dos parceiros privados no comitê operacional que gerenciará o consórcio será sempre minoritária. De acordo com o art. 23 da proposição, a empresa pública de que trata o § 1º do art. 8º do PLC, que vem sendo denominada de Petro-Sal, indicará a metade dos integrantes desse comitê, inclusive o seu presidente, cabendo aos demais consorciados a indicação dos outros integrantes. A Petrobras figurará, obrigatoriamente, entre os demais consorciados, com uma participação **mínima** de trinta por cento (art. 10, III, c, do projeto). Sem muito esforço, nota-se que quem comandará as ações do consórcio é a sua parte estatal.

Para a Petrobras a situação é bem diferente. Pretende-se dar a ela, sem concorrer com ninguém, alguns contratos no regime de partilha da produção, para os quais deverá formar consórcio com a Petro-Sal. Além disso, lhe será permitida a opção de concorrer sozinha em licitação ao direito de firmar contratos no regime de partilha da produção. Hipótese em que

também constituirá consórcio com a Petro-Sal. E, ainda, a sociedade de economia mista poderá entrar na disputa por contratar no regime de partilha da produção em consórcio com alguma outra empresa (única possibilidade que essa tem atuar nesse mercado), sendo garantido à Petrobras o mínimo de trinta por cento de participação. Esse quinhão mínimo pode ser ampliado, de acordo com regulamentação infralegal, pois caberá ao MME propor ao CNPE essa participação (art. 10, III, c, da proposição). A lei garantirá o mínimo, mas o máximo ficará ao alvitre da Administração. Mais uma mazela do projeto.

Apenas a título de exemplo, se o bloco a ser licitado para fins do contrato de partilha de produção possuir boas perspectivas exploratórias e produtivas, nada impede que a Administração defina, no edital de licitação, o percentual de noventa e nove por cento de participação para a Petrobras. É óbvio que o exemplo é exagerado, mas nada impedirá que se determine participação de setenta ou de oitenta por cento. Tudo isso ao bel prazer da máquina administrativa estatal. Percebe-se, novamente, indisfarçado favorecimento à sociedade de economia mista na proposição, associado a um desproporcional agigantamento do Estado frente ao particular. Consoante os argumentos apresentados neste trabalho, pode-se dizer até que há um indisfarçado apadrinhamento da Petrobras, o que é absolutamente inconstitucional.

Pode-se alegar que uma estipulação de participação mínima tão alta po-

derá afugentar eventuais interessados privados, o que não seria do interesse do Estado, e, por essa razão, tal não ocorreria. Contudo, o outro lado da moeda também é uma possibilidade. Da forma como se está protegendo e privilegiando a Petrobras, a empresa pode se tornar forte a ponto de até atuar no sentido de afastar potenciais concorrentes. Não aparecendo interessados, continuará sendo possível que, em nova decisão administrativa, o bloco seja enquadrado entre os dos contratos de partilha de produção destinados exclusivamente à Petrobras. No exemplo, se já havia inconstitucionalidade no favorecimento, por vias administrativas transversas, pode-se chegar ao aniquilamento de vários princípios constitucionais. Ficamos em apenas quatro: interesse público (que não se confunde com o interesse estatal), igualdade, isonomia e livre iniciativa.

## CONCLUSÕES

Conclui-se afirmando que o PL nº 5.938, de 2009, é eivado de inconstitucionalidades, cujas principais raízes estão no art. 2º. Essas raízes de tal modo estão entranhadas na inspiração do proponente, que permeiam todo o projeto, tornando inviável procurar sanear as inconstitucionalidades.

Em razão de os fundamentos para arguir as afrontas à Lei da República serem combinações dos elementos até aqui apresentados, julgamos oportuno, no momento, não dar destaque a

outros dispositivos do projeto contaminaados pela pecha da inconstitucionalidade.

Diante do exposto, consideramos o PL nº 5.938, de 2009, inconstitucional e antijurídico.

## 2.2. O projeto de lei nº 5.939, de 2009, que cria a petro-sal

### 2.2.1. Constitucionalidade, conveniência e oportunidade da criação da Petro-Sal

Nos termos do art. 37, XIX, da Constituição, lei específica deve autorizar a instituição de empresa pública.

No caso específico da Petro-Sal, em razão dos fins a que se destina, é preciso perquirir a possibilidade de sua instituição. Boa parte da análise foi feita preambularmente, nas Seções 1 e 2.1 desta Parte. Contudo, reservamos para este subitem responder a uma questão que exige interpretar o art. 177 da Lei Maior.

A questão é a seguinte:

A contratação com empresas estatais ou privadas da pesquisa e da lavra das jazidas de petróleo e gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos pode ser feita pela União e por interposta pessoa em seu nome, ou somente pela União?

Voltemos ao texto do art. 177 da Constituição:

**Art. 177.** Constituem monopólio da União:

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

.....  
§ 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.

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

.....  
II – as condições de contratação;  
III – a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União;  
.....

O § 1º determina que “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”.

Questiona-se se o constituinte possibilita apenas à União, e a mais nenhum outro ente, mesmo que pessoa jurídica de direito público ou empresa controlada direta ou indiretamente por ela, a contratar determinadas atividades, que são monopólio dela União, seguindo condições a serem definidas em lei. Ou se não há vedação para que essas contratações sejam feitas por meio de outros entes.

Consideramos que o § 2º responde à questão. Em lista exaustiva (*numerus clausus*), o dispositivo estabelece que a lei referida no § 1º disporá, entre

outras matérias, sobre as condições de contratação. Salvo melhor juízo, o legislador constituinte deferiu ao legislador infraconstitucional a possibilidade de definir, inclusive, se a contratação seria feita diretamente pela União ou por alguém em seu nome. Portanto, em primeiro momento, não se divisaria violação da ordem jurídica na instituição de uma empresa pública (Petro-Sal), para, em nome da União, contratar com empresas estatais ou privadas a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

Sendo assim, sob o aspecto estritamente formal, aparentemente, não se identificariam inconstitucionalidades e antijuridicidades no PL nº 5.939, de 2009.

Há que se considerar, porém, a disposição do *caput* do art. 173 da Constituição, pelo qual a exploração direta de atividade econômica pelo Estado só é permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, ressalvados os casos previstos na própria Lei Magna. O Estado somente participa do mercado por meio das empresas públicas e das sociedades de economia mista que desenvolvem atividade econômica.

A discussão mais relevante é quanto à conveniência e oportunidade de se criar mais uma empresa estatal, visto que suas atribuições poderiam ser adequadamente desempenhadas pelo Ministério das Minas e Energia e pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), desde

que lhe fossem garantidos os mesmos instrumentos e meios que se quer colocar à disposição da Petro-Sal.

De toda sorte, a criação da Petro-Sal está umbilicalmente vinculada à mudança de paradigma da exploração e comercialização das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, cujos problemas foram levantados na Seção 2.1.

Continuando a discussão acerca da constitucionalidade e da conveniência e oportunidade do Projeto nº 5.939, de 2009, seguem algumas considerações adicionais. A proposição é dividida em dezoito artigos, dos quais merecem atenção os arts. 1º, 2º, 4º, 5º, 6º, 17.

O art. 1º considera que a Petro-Sal é uma empresa pública que adotará a forma de sociedade anônima. Terá um único acionista, a União.

O art. 2º atribui dois *objetivos sociais* à Petro-Sal: a) primeiro, terá de gerir os contratos de partilha de produção; b) segundo, terá de gerir os contratos de comercialização de petróleo e gás natural.

Aqui reside o ponto não-meritório do projeto: gestão de contratos não é função de empresa estatal; é função de órgão regulador.

Essa impressão é confirmada pelo parágrafo único do art. 2º, ao afirmar que a Petro-Sal não será responsável pela *execução, direta ou indireta, das atividades de exploração, desenvolvimento, produção e comercialização de petróleo e gás natural*.

Ora, se a Petro-Sal não irá explorar a indústria e o comércio do petróleo, não há relevante interesse coletivo para a sua criação, como exige o art. 173, *caput*, da Constituição, o que torna o Projeto inconstitucional nesse aspecto.

De fato, o que se quis foi esvaziar as competências da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ao se transferir para a Petro-Sal a gestão e a fiscalização dos contratos de partilha de produção na área do pré-sal.

O art. 4º também reforça a tese de que a Petro-Sal é um órgão regulador camuflado de empresa estatal, ao incluir entre as competências da futura estatal as de: a) defender os interesses da União na gestão dos contratos de partilha; b) avaliar os planos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural; c) fazer cumprir as exigências contratuais referentes ao conteúdo local; d) monitorar e auditar a execução dos projetos de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural; e) monitorar e auditar os custos e investimentos relacionados aos contratos de partilha de produção; f) celebrar contratos com agentes comercializadores e fiscalizar a conduta destes quanto ao cumprimento da política de comercialização de petróleo e gás natural, bem como monitorar as operações, custos e preços de venda de petróleo e gás natural; e g) representar a União nos procedimentos de individualização da produção.

As atividades descritas nas alíneas *a*, *f* e *g* podem ser desempenhadas pelo

Ministério de Minas e Energia. As demais atividades podem ser desempenhadas pela ANP.

O tratamento legal da Petro-Sal como ente regulador é evidenciado, ainda, no art. 48 do Projeto nº 5.938, de 2009, o qual considera que, enquanto não for criada a Petro-Sal, suas competências serão exercidas pela União, *por intermédio da ANP*, podendo ainda ser delegadas por meio de ato do Poder Executivo.

Esse Projeto também exige que a Petro-Sal integre todos os consórcios formados para a exploração de petróleo e gás natural na área do pré-sal (arts. 19 e 20), bem como atribui à Petro-Sal o direito de indicar metade dos integrantes, inclusive o presidente, do comitê operacional que irá administrar os blocos outorgados para exploração na área do pré-sal (art. 23, parágrafo único, do Projeto nº 5.938, de 2009). Essas são as únicas atribuições realmente empresariais da Petro-Sal. Mas é evidente que a fiscalização dos blocos pode ser realizada pela ANP, e a administração de tais blocos, pela Petrobras, o que torna a Petro-Sal desnecessária e inconveniente.

A criação da Petro-Sal está relacionada à compreensão de que o contrato de partilha exige a presença de uma *empresa estatal*. Isso foi amplamente divulgado pela mídia brasileira. Ocorre que, de um ponto de vista estritamente jurídico, trata-se de uma afirmação falsa. Explica-se.

Como o Estado, na partilha de produção, é proprietário de parte do

petróleo extraído, deve o contratado entregar o petróleo *in natura* ao Estado ou pagar ao Estado o valor desse petróleo em dinheiro. As duas hipóteses são possíveis na partilha de produção.

Caso o Estado opte por receber sua parte de petróleo em dinheiro, é evidente a desnecessidade de uma empresa estatal.

Caso, entretanto, queira o Estado receber sua parcela de petróleo *in natura*, necessariamente caberá ao Estado o ônus de comercializar (exportar ou vendê-la às refinarias) ou estocar tal petróleo.

Isso constitui atividade econômica, a qual, nos termos dos arts. 170, parágrafo único, e 173, § 1º, da Constituição, somente por ser exercida por empresas privadas ou por empresas estatais, que são pessoas jurídicas de direito privado.

Como a ANP não é uma empresa estatal e sim uma agência reguladora, não se admite, do ponto de vista jurídico-constitucional, que ela realize, diretamente, a comercialização ou estocagem do petróleo de propriedade da União.

Essa restrição constitucional possui justificativa jurídico-econômica: como pessoa jurídica de direito público que é, a Agência está imune do pagamento de impostos sobre seu patrimônio, renda ou serviços. O exercício de atividade econômica (no caso, comercialização de petróleo) por uma agência reguladora criaria,

assim, uma forte e inconstitucional distorção competitiva, dado que a Agência, ao não pagar impostos, poderia vender seu petróleo para as refinarias em valores muito abaixo do praticado pelas empresas, públicas ou privadas, as quais devem suportar toda a carga tributária.

Como a ANP não poderia receber o petróleo *in natura*, resta ao Estado duas alternativas: comercializar o petróleo por uma empresa estatal, seja a Petrobras, seja uma nova estatal; ou, ainda, promover licitação para que uma empresa privada comercialize o petróleo do Estado. Essa empresa privada poderia ser o próprio explorador do campo de petróleo.

### 2.2.2. Conclusões

Percebe-se, em conclusão, que a criação de uma nova estatal é apenas uma opção, a se concretizar caso o Estado prefira não atribuir tal função à Petrobras nem queira contratar empresa privada para realizar o encargo de comercializar o petróleo de propriedade estatal.

Outra questão a ser colocada reside na possibilidade de o Estado arcar com custos de investimento, pesquisa e exploração do campo de petróleo, no modelo de partilha de produção chamado *joint venture*, previsto no art. 6º, parágrafo único, do PL nº 5.938, de 2009. Nesse caso, o Estado deverá realizar sua parceria com o contratado privado, necessariamente, por meio de uma empresa estatal, a qual poderá ser a Petrobras.

Em arremate quanto a esse ponto, não há necessidade, conveniência e mesmo constitucionalidade, por ausência de relevante interesse coletivo, na criação da Petro-Sal.

Por fim, caso a Petro-Sal acabe sendo criada, sugere-se emendar o art. 5º da proposição, pelo qual é dispensada de licitação a contratação da Petro-Sal pela União, a fim de se compatibilizá-lo com o art. 3º, que prevê isonomia entre a Petro-Sal e as empresas privadas.

## 2.3. O Projeto de Lei nº 5.940, de 2009, que cria o Fundo Social

### 2.3.1. Aspecto formal constitucional da criação do Fundo Social

A Constituição veda a instituição de fundos de qualquer natureza, sem prévia autorização legislativa (art. 167, IX). O PL nº 5.940, de 2009, submete ao Poder Legislativo a criação do Fundo Social (FS), de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, cuja finalidade é constituir fonte regular de recursos para a realização de projetos e programas nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, da ciência e tecnologia e da sustentabilidade ambiental.

A principal fonte de recursos do FS advém da exploração das jazidas do pré-sal. Dessa maneira, a criação do fundo igualmente é indissociável do

novo modelo de exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos naqueles campos.

Salvo melhor juízo, não se verificam inconstitucionalidades ou injuridicidades na proposição, ressalvada a sua estreita vinculação com o modelo preconizado no PL nº 5.938, de 2009, cujos problemas já foram evidenciados.

### 2.3.2. Outros aspectos relevantes do Projeto de Lei

Alguns comentários adicionais sobre o PL nº 5.940, de 2009, merecem ser anotados.

A proposição é dividida em quinze artigos, dos quais merecem atenção os arts. 3º, 9º, 10 e 12.

O art. 3º define as receitas (recursos) do Fundo Social. Estão incluídos os valores referentes a: a) bônus de assinatura pagos pelos contratos de partilha de produção; b) *royalties* que couber à União, exceto os montantes destinados aos seus órgãos específicos; e c) a receita advinda da comercialização do petróleo e/ou do gás natural que, *in natura*, for entregue pelo contratado à União em razão do contrato de partilha de produção.

Na hipótese do item b acima, seria importante mencionar que os *royalties* da União que integrarão o Fundo Social são aqueles derivados apenas do contrato de partilha de produção. Dessa forma, seria mantida a coerência com o disposto no item a, que re-

mete ao Fundo as receitas advindas dos bônus de assinatura derivados do contrato de partilha de produção.

No caso previsto no item c, a comercialização será feita por agentes comercializadores contratados pela Petro-Sal e os recursos obtidos formarão receita para o Fundo Social, mas nos termos definidos em lei, como anota o inc. III do art. 3º do Projeto, o que significa que apenas parte dessa receita será destinada ao Fundo Social.

O art. 9º permite que outra destinação seja dada aos recursos do Fundo, que não a social. Tal dispositivo permite que a União crie outro fundo, totalmente específico, com recursos do Fundo Social. O art. 10 relata, em seu § 2º, que tal fundo terá por finalidade promover a aplicação em ativos no Brasil e no exterior. Muito abrangente, portanto. Mas é no parágrafo único do art. 6º de Projeto de Lei nº 5.938, de 2009, que regula o contrato de partilha, que se revela a principal destinação de tal fundo específico, *in verbis*:

A União, por intermédio de fundo específico criado por lei, poderá participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do pré-sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação, nos termos do respectivo contrato.

Nesse ponto, três pontos devem ser observados.

Primeiro, o dispositivo acima citado fala em fundo específico criado por

lei; mas o fundo específico previsto no art. 9º do Projeto de Lei nº 5.940, de 2009, que trata do Fundo Social, não será criado por lei, mas por ato da União e constituído por instituição financeira federal. Há, portanto, uma inconsistência redacional, derivada do fato de que o fundo previsto em um Projeto não faz referência a outro fundo, previsto no outro Projeto.

Segundo, há que se esclarecer se o intuito do fundo específico é investir em qualquer tipo de ativos ou apenas em ativos relacionados à indústria do petróleo em exploração na área do pré-sal.

O terceiro ponto reside na oportunidade e conveniência de se permitir a criação desse fundo específico para investimento em ativos e exploração de petróleo, dado que a União, necessariamente ao assim proceder, estará assumindo riscos exploratórios correspondentes à sua participação, como anota, expressamente, o parágrafo único do art. 6º do Projeto de Lei nº 5.938, de 2009.

Por fim, o art. 12 do Projeto de Lei nº 5.940, de 2009, que regula o Fundo Social, delega ao Poder Executivo Federal, em seu § 1º, o direito de eleger os membros do respectivo Conselho Deliberativo, órgão incumbido de deliberar sobre a propriedade e a destinação dos recursos resgatados do Fundo Social. O ponto a ser observado, aqui, está na possibilidade de o Projeto definir os assentos do Conselho, vinculando-os a órgãos e entidades do setor público e/ou privado.

## 2.4. O projeto de lei nº 5.941, de 2009, que dispõe sobre a capitalização da Petrobras

### 2.4.1. Constitucionalidade do Projeto de Lei

O PL nº 5.941, de 2009, *autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição, e dá outras providências.*

Sob o prisma da constitucionalidade da proposição, novamente promove-se injustificado favorecimento da Petrobras. Aproveitam-se integralmente os argumentos apresentados quando da análise do PL nº 5.938, de 2009, relativos à concessão de tratamento diferenciado em prol da estatal e, na outra ponta, em menoscabo das empresas particulares que concorrem ou possam querer concorrer com ela no mercado. Consoante demonstrado, tal apadrinhamento confronta princípios sensíveis e disposições expressas da Lei da República.

Deste modo, o PL nº 5.941, de 2009, *in totum*, merece a pecha de inconstitucional.

### 2.4.2. Outros aspectos relevantes do Projeto de Lei

Algumas considerações adicionais merecem ser feitas. O Projeto nº

5.941, de 2009, cuida de dois temas: a) a cessão onerosa da atividade de exploração e de volume de petróleo e gás natural; e b) a subscrição de ações da Petrobras pela União, em operação de aumento de capital.

O tema referente à “cessão onerosa” traz três questões.

**Primeira**, trata-se de atribuição, à Petrobras, de autorização para explorar pesquisa e lavra de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em *áreas não concedidas localizadas no pré-sal*. Como se trata de cessão onerosa, deverá a Petrobras pagar à União *bônus de assinatura* pela exploração em si.

Mas o Projeto não fala em pagamento de *bônus de assinatura*. Diz apenas, no § 2º ao art. 1º, que a Petrobras pagará *pela cessão de que trata o caput*. Seria melhor, portanto, esclarecer que se trata de *bônus de assinatura* pela “exploração em si”.

**Segunda**, o Projeto, a despeito de relatar que a exploração se dará em área de pré-sal, não qualifica a titularidade da Petrobras sobre tal exploração, isto é, se a hipótese se trata de concessão ou de partilha de produção ou, ainda, de um tipo especial de partilha de produção. Essa omissão do Projeto traz as seguintes confusões interpretativas: a) quando o art. 5º comenta que a Petrobras deve *royalties* à União, nada mais será devido? Por exemplo, não será devido também à União uma fração do excedente em óleo?; b) se é a Petrobras quem explorará o bloco, por sua conta e risco (art.

4º do Projeto), será a ela permitido retirar, para além dos cinco bilhões de barris de óleo objeto da cessão (art. 1º, § 1º, combinado com o art. 4º, parágrafo único), outros tantos barris de petróleo a título de ressarcimento pelos custos incorridos na exploração, o chamado custo em óleo?; e c) caso a resposta do item “b” seja negativa, a quem caberá o volume de petróleo excedente a cinco bilhões de barris, porventura extraído pela Petrobras? À Petrobras, integralmente? À União, integralmente? Haverá partilha desse petróleo excedente? Se houver, quem definirá os critérios e quais serão estes critérios?

Nada disso está respondido no Projeto. Até se poderia imaginar que a Petrobras, ao alcançar a extração de exatos cinco bilhões de barris, deverá paralisar totalmente a atividade de exploração do bloco, o que seria um contra-senso evidentemente antieconômico.

**Terceira**, se considerado for que o petróleo em subsolo pertence à União e que tal petróleo será cedido onerosamente à Petrobras antes mesmo de ser extraído, dado que a cessão deverá ocorrer em até um ano, deve ser observado que: a) a dispensa de licitação, na hipótese, além de conter vício de constitucionalidade, não atende aos interesses da União, porque a Petrobras poderá adquirir o petróleo por valor inferior ao que seria obtido em futura venda, após a extração; deve-se observar, ainda, que dado que a propriedade da lavra somente é adquirida pelo explorador após a sua extração (art. 176 da Constituição) e

não enquanto estiver no subsolo; b) trata-se de negócio antieconômico para a União, porque venderá à Petrobras petróleo a preço muito baixo (em torno de dez dólares por barril, especula-se), transferindo-se para a Petrobras volume expressivo de riqueza e de expectativa de ganhos pertencente à União. O ideal para a União seria primeiro extrair o petróleo e, no futuro, vendê-lo a preço de mercado, pactuando-se contrato de partilha de produção com fração, do excedente em óleo, expressiva e favorável à União; e c) o art. 4º, parágrafo único, do Projeto nº 5.941 confere à Petrobras a titularidade do petróleo e gás natural de que trata o art. 1º, § 1º, mas tal titularidade depende do fato de a União realizar a cessão onerosa prevista no art. 1º; trata-se de dispositivo, portanto, que antecipa a cessão, por ora apenas autorizada pelo art. 1º do Projeto.

O tema referente à subscrição das ações da Petrobras merece, também, duas observações.

**Primeira**, a de que a Lei de Sociedades por Ações permite o pagamento das ações com títulos da dívida pública mobiliária federal, créditos que são, equiparados a bens suscetíveis de avaliação em dinheiro (art. 7º da Lei nº 6.404, de 1976). Mas tais títulos deverão ser avaliados por 3 (três) peritos ou por empresa especializada, nomeados em assembléia-geral dos subscritores. E a assembléia de acionistas subscritores deverá aprovar os valores avaliados (art. 8º da Lei nº 6.404, de 1976). Esse ponto deve ser mencionado no Projeto.

**Segunda**, deverá ser assegurado direito de preferência na subscrição de ações, em favor dos acionistas minoritários, nos termos do que define o estatuto social da Petrobras (arts. 171 e 172 da Lei nº 6.404, de 1976), os quais poderão oferecer em integralização títulos da dívida pública mobiliária federal semelhantes aos ofertados pela União.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Analisou-se o conjunto de projetos de lei que dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, e sobre matérias diretamente relacionadas à criação desse novo regime. É inconteste que o PL nº 5.938, de 2009, se trata do núcleo central das proposições. Todas as outras gravitam ao seu redor e dele dependem.

O PL nº 5.938, de 2009, pilar de sustentação de todo o sistema engendrado nos projetos encaminhados contém uma miríade de inconstitucionalidades, conforme demonstrado neste trabalho. Em parte, elas se repetem no PL nº 5.941, de 2009, por conta do inconstitucional favorecimento à Petrobras.

O enfrentamento pelo Congresso Nacional, notadamente, das questões que maculam os PLs nºs 5.938 e 5.941, de 2009, são cruciais para o deslinde do trâmite legislativo das proposições apresentadas pelo Poder Executivo.

No mérito, o regime de partilha, *per se*, não traz problemas. Em princípio, o regime de partilha permite um maior controle direto sobre a produção e destino do petróleo. Mas pode-se chegar aos mesmos resultados com um regime de concessão, por meio de uso adequado de instrumentos de tributação, subsídios e cotas. No que diz respeito às receitas governamentais, ambos regimes podem produzir resultados equivalentes. A grande crítica que se faz aos projetos, em especial, ao PL nº 5.938, de 2009, são os benefícios concedidos à Petrobras e a participação excessiva da Petro-Sal nos comitês operacionais.

O desenho proposto desestimulará fortemente a participação do setor privado na exploração do pré-sal, o que certamente reduzirá a produtividade do setor e levará a um nível de produção aquém do socialmente ótimo.

Esperando termos atendido satisfatoriamente a demanda desta Liderança, colocamo-nos à disposição para esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.





# DINAMISMO DO DIREITO INTERNACIONAL PENAL APÓS O ESTATUTO DE ROMA: DA SUDAN ROOM À SITUAÇÃO EM DARFUR, SUDÃO

Por:

Tarciso Dal Maso Jardim<sup>1</sup>

## Resumo

O direito internacional penal, após longo desenvolvimento desde o séc. XIX, teve sua expressão mais significativa no estabelecimento do tribunal penal internacional permanente, em 1998, mediante a aprovação do Estatuto de Roma. Entretanto, este evento não significou a estabilidade ou a homogeneidade desse ramo do direito internacional. De um lado, as condições da sociedade internacional que permitiram a aprovação deste tratado impuseram vários limites de competência ao tribunal, não cessando, portanto, as iniciativas de justiça *ad hoc*, no caso internacionalizadas, destinadas a julgar responsáveis por crimes internacionais não submetidos àquela jurisdição. De outro lado, o próprio Estatuto de Roma é aberto a várias possibilidades de desenvolvimento e interpretação. Isso posto, longe de representar um ponto de chegada, este tratado abriu o direito internacional a um dinamismo sem precedentes, que o presente texto pretende dimensionar.

## INTRODUÇÃO

Há cerca de uma década, em Roma, no 3º andar do edifício B da Organização das Nações Unidas para a Alimentação e a Agricultura (FA.O.), na *Sudan room*, mais de uma centena de organizações não-governamentais (ONGs) instalaram sua estrutura para acompanhar a Conferência diplomática sobre o estabelecimento de um tribunal penal internacional permanente. Apesar de sua limitada condição de observadora, a forte representação da so-

<sup>1</sup> Consultor legislativo do Senado Federal, observador internacional na Conferência diplomática (Roma) e nas reuniões (sede das Nações Unidas) constitutivas do Tribunal Penal Internacional, membro da delegação brasileira na primeira conferência de revisão do Estatuto de Roma (Uganda), mestre em relações internacionais (UnB), doutorando em direito internacional (Univ. Paris X – Nanterre).

cidade civil a discutir tema internacional tão importante seria impensável outrora, já que o poder e o humor dos Estados soberanos reinavam quase sós. Eram outros tempos, afinal os anos 90 foram marcados por grandes conferências internacionais sobre temas sociais<sup>2</sup>, impulsionadas por atores estatais e não-estatais no aberto cenário internacional pós-Guerra Fria.

A marcante pluralidade dos negociadores é o primeiro elemento a ser destacado, a fim de delinear o ambiente da Conferência de Roma de 1998 que inaugurou novo direito internacional penal. Tal pluralidade de atores não é reduzida a ONGs e Estados, pois inclui organizações intergovernamentais, o Comitê Internacional da Cruz Vermelha, agências especializadas e fundos das Nações Unidas<sup>3</sup>. Porém, o mais importante era o fato dessa composição estar acompanhada de dose de coesão internacional necessária para o estabelecimento de um regime penal, aqui simbolizada pelo nome da sala onde as ONGs se instalaram, que curiosamente era homônima de país hoje centro das atenções humanitárias e do TPI: a República do Sudão (*Sudan*).

Adicionais ao elemento de composição mencionado, dois fatores bali-

zavam o substrato das negociações travadas na Conferência de Roma. De um lado, os tribunais então recém criados pelo Conselho de Segurança das Nações Unidas para a Ex-Iugoslávia (TPIY) e para Ruanda (TPIR) haviam gerado precedentes organizacionais e jurisprudência. De outro lado, dispunha-se de farto material normativo acumulado desde as conferências de paz da Haia (1899 e 1907) e aprimorado no esforço onusiano de codificação do direito internacional, consagrado como *ius cogens* ou como obrigações *erga omnes*.

Esse estado de espírito e tal nível organizacional e normativo da sociedade internacional não existiam em outros períodos históricos em que se cogitou a formação de instituições penais internacionais permanentes. Nomeadamente, no final do século XIX, em tentativas de impor sanções penais às violações da Convenção de Genebra de 1864 para a melhoria da sorte dos militares feridos nos exércitos em campanha; no período entre guerras, em vários projetos que sucederam a Grande Guerra, animados pelas previsões de julgamentos internacionais *ad hoc* dos tratados de Versalhes e de Sèvres, posteriormente não executadas<sup>4</sup>; ou na bipolar Guerra-Fria, espe-

<sup>2</sup> Entre as quais, a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (Rio de Janeiro, 1992); a Conferência Mundial sobre Direitos Humanos (Viena, 1993); a Conferência sobre População e Desenvolvimento (Cairo, 1994); a Cúpula sobre o Desenvolvimento Social (Copenhague, 1995), a Conferência sobre a Mulher (Beijing, 1995) e a segunda conferência sobre Assentamentos Humanos - Habitat II (Istambul, 1996). LINDGREN ALVES, José Augusto. *Relações internacionais e temas sociais: a década das conferências*. Brasília: FUNAG/IBRI, 2001.

<sup>3</sup> Oficialmente 160 Estados participaram das negociações, 17 organizações intergovernamentais, 14 agências especializadas e fundos das Nações Unidas e 124 ONGs, que poderiam ser multiplicadas, pois havia entre elas coalizões e federações de ONGs.

<sup>4</sup> O art. 227 do tratado de Versalhes de 1919 previu o julgamento do imperador alemão Wilhelm II “por ofensa suprema contra a moral internacional e a autoridade sagrada dos tratados” e os arts. 228-9 do mesmo tratado previa a responsabilização do pessoal militar alemão acusado por crimes de guerra a serem julgados por tribunais militares aliados mistos ou por tribunais militares nacionais dos Aliados. O imperador foi asilado nos Países Baixos e os demais acusados foram deixados pelos Aliados à sorte dos tribunais alemães, que somente julgaram doze deles nos conhecidos processos de Leipzig. Já o tratado de Sèvres de 1920 previa o julgamento dos “jovens turcos” por crimes contra a humanidade contra os armênios. Esse tratado não entrou em vigor e posteriormente

cialmente em trabalho da Comissão de Direito Internacional das Nações Unidas, inviabilizado mesmo à sombra dos tribunais internacionais militares de Nuremberg e de Tóquio e da Convenção para a prevenção e a repressão do crime de genocídio de 1948<sup>5</sup>.

Para contrastar e dimensionar a ambiência do TPI, retrocederemos para analisar as dificuldades enfrentadas pela primeira concepção de jurisdição internacional penal, sucessiva à Convenção de Genebra de 1864. Essa convenção inaugura o direito internacional humanitário escrito e com vocação universal, gerando muito entusiasmo à época. Entre as expectativas, inicialmente, acreditava-se que os Estados membros tipificassem as condutas contrárias a ela e as reprimissem, sendo marcante nesse sentido a proposta de 2 de dezembro de 1868 feita por Ferdinando Palasciano para tipificar as condutas proibidas pela Convenção na oportunidade de reforma do código penal marítimo do reino da Itália<sup>6</sup>. A ausência desse comportamento estatal reforçou idéia até então excêntrica, a de Brodrück<sup>7</sup>, de

criar sanções penais internacionais para os violadores da Convenção. O principal articulador dessa segunda opção para executar a Convenção de 1864 veio a ser Gustave Moynier<sup>8</sup>, que cogitou uma revisão desse tratado a fim de instalar jurisdição automática a cada conflito, crente que com um tratado geral inédito de caráter humanitário a instalação de uma justiça internacional seria alcançável. Até mesmo um país, a Itália, vejam só, dispunha-se a apoiar tal idéia, talvez impulsionada pelas posições do pioneiro médico e parlamentar Palasciano. Apesar de alguns apoios, a maioria desencorajava tal projeto, a incluir Lieber, autor do célebre código de conduta de 1863, feito para as tropas engajadas na guerra de Secessão, sob encomenda do presidente dos Estados Unidos Abrahan Lincoln, e que é considerado um modelo de regras para o direito internacional humanitário.

Um de seus críticos, Rolin-Jaequemyns<sup>9</sup>, ao invés de jurisdição internacional penal, proporia a formação de uma instância internacional de

foi substituído pelo tratado de Lausanne de 1923, que anistiava os responsáveis em anexo oculto. BASSIOUNI, Cherif. « L'expérience des premières juridictions pénales internationales ». In ASCENSIO, Hervé; DECAUX, Emmanuel; PELLET, Alain. *Droit International Pénal*. Paris : Editions Pedone, 2000, pp. 635-59 ; RACINE Jean-Baptiste. *Le Génocide des Arméniens: origine et permanence du crime contre l'humanité*. Paris : Editions Dalloz, 2006.

<sup>5</sup> O art. VI da Convenção de Genocídio prevê a possibilidade de julgamento dos acusados desse crime em corte internacional penal competente.

<sup>6</sup> MOYNIER Gustave. *Etude sur la Convention de Genève*. Paris: Librairie de Joël Cherbulez, 1870, pp. 309-310.

<sup>7</sup> O militar e cavaleiro Brodrück foi negociador da Convenção de 1864 pelo grã-ducado de Hesse e posteriormente sugeriu cinco novos artigos para sancionar seus violadores, fato esquecido nos séculos XX e XXI, mesmo por autores renomados. No máximo apresentam Gustave Moynier como pioneiro, que

realmente aperfeiçoou a primeira idéia, mas estranhamente ignoram o reconhecimento deste mesmo autor à originalidade de Brodrück. Sobre o tema ver: HALL Christopher Keith, « Première proposition de création d'une cour criminelle internationale permanente », *Revue internationale de la Croix-Rouge*, nº 829, 1998, p.59-78 ; DUMAS Jacques. *Responsabilité internationale des États à raison de crimes ou de délits commis sur leur territoire au préjudice d'étrangers*. Paris : Sirey, 1930, pp. 492-3 ; MOYNIER Gustave. *Etude sur la Convention de Genève*. Op. cit.

<sup>8</sup> MOYNIER Gustave, « Note sur la création d'une institution judiciaire internationale propre à prévenir et à réprimer les infractions à la Convention de Genève », *Bulletin international des sociétés de secours aux militaires blessés*, nº 11, 1872, pp. 122-131.

<sup>9</sup> ROLIN-JAEQUEMYNS Gustave, « Convention de Genève : Note sur le projet de M. Moynier, relatif à l'établissement d'une institution judiciaire internationale, protectrice de la convention », *Revue de droit international et de législation comparée*, 1872, pp. 325-346.

inquérito, idéia a qual se associaria o próprio Moynier posteriormente, na esperança de progredir suas propostas, sempre em vão. Desolado pela falta de apoio para impor sanções penais aos violadores da Convenção de 1864, Moynier consolava-se no império das transformações (*l'empire des changements*) para vislumbrar que suas idéias um dia prosperassem<sup>10</sup>. O tempo passou, as conferências da paz de 1899 e 1907 dariam outro alento, porém nem o tratado de corte internacional de presas previsto nesta última conferência seria ratificado, pois reinava a visão realista de uma ordem jurídica interestatal resistente à formação de instituições internacionais. Então, milhões de vítimas de guerras mundiais sucederam-se e emergiram organizações e normas internacionais, mas não foram capazes de conciliar a grande divisão doutrinária estabelecida entre os favoráveis à justiça penal internacional e os estatocêntricos. Portanto, o Estatuto de Roma, que criou o TPI, é um marco nessa história e um possível conciliador de princípios, embora o direito internacional penal siga seu curso e seus enfrentamentos, a buscar sua função nas relações internacionais.

Nesse breve e espontâneo texto serão pontuados alguns desenvolvimentos pós-Roma, sempre a utilizar a espiral história das idéias. Essas reflexões serão divididas em duas partes, a primeira dedicada às instituições judiciárias criadas após o TPI (“I. Para além do TPI”) e a segunda a alguns desen-

voltamentos do direito internacional penal em comparação ao posto pelo Estatuto de Roma (“II. Para além do Estatuto de Roma”), com o objetivo de especular sobre os rumos do direito internacional penal e do TPI.

## I. PARA ALÉM DO TPI

O Estatuto de Roma estabeleceu uma corte afirmada, de um lado, em competência sobre crimes cometidos após sua entrada em vigor, sem responsabilizar penalmente pessoas por condutas anteriores<sup>11</sup>, o que permitiu a negociação de um tratado geral descontextualizado dos problemas passados pelos Estados negociadores. Entretanto, pelo fato de não estar apto a julgar crimes internacionais ocorridos antes da entrada em vigor de seu Estatuto, o TPI nasceu incompetente para resolver vários casos de grande preocupação internacional, como os do *Khmer Rouge* (Camboja).

De outro lado, o Estatuto de Roma é fundado sob o princípio da complementaridade<sup>12</sup>, que reconhece às jurisdições nacionais a obrigação primária pela investigação e julgamento de acusado de crime internacional. Isso significa que a vocação do TPI

<sup>11</sup> Arts. 11 e 24 do Estatuto de Roma. SALAND, Per. “International Criminal Law Principles”. In LEE, Roy. *The International Criminal Court: the making of the Rome Statute*. Haia: Kluwer Law International, 1999, pp. 189-216.

<sup>12</sup> Preâmbulo, arts. 1º e 17 do Estatuto de Roma. HOLMES, John T. “The principle of complementarity”. In LEE, Roy. *The International Criminal Court: the making of the Rome Statute*. Loc. Cit., pp.41-78; BENVENUTI, Paulo. “Complementarity of the International Criminal Court to National Criminal Jurisdictions”. In LATANZI, Flavia; SCHABAS, William A. *Essays on the Rome Statute of the International Criminal Court*. Fagnano Alto, AQ: Editrice il Sirente, 1999, pp. 21-50.

<sup>10</sup> MOYNIER Gustave. *Considérations sur la sanction pénale a donner à la Convention de Genève*. Lausanne : Imprimerie F. Regamet, 1893, p.8.

é agir diante a incapacidade ou indisposição de investigar e processar por parte do Estado com competência primária para tal, ou no caso de o Estado investigar e processar sem garantias judiciais definidas pelo direito internacional. Entretanto, mesmo nessas situações, o TPI só admitirá os casos graves à sua jurisdição. Portanto, a jurisdição internacional penal permanente tem funções bem restritas e tal condição abriu o direito internacional penal para outras experiências, influenciadas pelo Estatuto de Roma certamente, mas que poderão, ao inverso, influenciar o trabalho do TPI.

### A. Jurisdições penais internacionalizadas

O Estatuto de Roma entrou em vigor em julho de 2002, quatro anos após a Conferência de Roma, o que é um tempo curto para tratado dessa envergadura alcançar o quorum mínimo por ele exigido de sessenta ratificações. Pois mesmo nesse pequeno intervalo de tempo foram criadas várias jurisdições penais internacionalizadas para resolver casos passados não absorvidos pelo Estatuto de Roma, a combinar estruturas, normas e recursos humanos nacionais e internacionais<sup>13</sup>. Os modelos criados

<sup>13</sup> O Regulamento 2000/11 (A.T.N.U.T.O.) promulgado em 6 de março de 2000 pelo representante onusiano Sérgio Vieira de Mello criou as câmaras especiais para crimes graves do Timor-Leste, vinculadas à Corte de Dili. Lei cambojana de 10 de agosto de 2001 cria câmaras extraordinárias internas para julgar crimes ocorridos no período do Kampuchea democrático, posteriormente adaptada por aprovação em outubro de 2004 de acordo de cooperação com as Nações Unidas, celebrado em 17 de junho de 2003 e em vigor a partir de 29 de abril de 2005. Em 16 de janeiro de 2002

pós-Roma se diferenciam das jurisdições penais internacionais fundadas pelo Conselho de Segurança das Nações Unidas, nomeadamente o TPIY e o TPIR, o que pode ser explicado por vários motivos. Primeiramente, esses dois tribunais se revelaram demasiadamente onerosos<sup>14</sup>. Adicionalmente, o princípio da complementaridade do Estatuto de Roma, os movimentos de “justiça de transição”<sup>15</sup> e a própria experiência desses dois tribunais apontavam para a valorização de formas domésticas de justiça, a repensar a primazia da jurisdição internacional sobre a qual foram fundados<sup>16</sup>.

O ideal da justiça local frente a crimes internacionais, contudo, enfrenta um empecilho natural, que é justamente

foi assinado acordo entre as Nações Unidas e o governo serra-leonês para a criação da Corte Especial para Serra Leoa. Sobre os tribunais de Kosovo e Bósnia-Herzegovina ver nota 16.

<sup>14</sup> HELFER, Laurence R.; SLAUGHTER, Anne-Marie. “Why States Create International Tribunals: A Response to Professors Posner and Yoo”, *California Law Review*, vol. 93, 2005, pp. 1-58; MARTINEAU, Anne-Cherlotte. *Les Juridictions pénales internationalisées: un nouveau modèle de justice hybride ?* Paris: Editions Pedone, 2007.

<sup>15</sup> TEITEL, Ruti. *Transitional Justice*. New York: Oxford University Press, 2000; ELSTER, Jon. *Closing the books: transitional justice in historical perspective*. Cambridge: Cambridge University Press, 2004; DRUMBL, Mark A. *Atrocity, Punishment, and International Law*. Cambridge: Cambridge University Press, 2007.

<sup>16</sup> Dois tribunais internacionalizados foram criados no território da Ex-Iugoslávia, um para o Kosovo e outro para a Bósnia-Herzegovina, em parte porque o TPIY tomou a decisão de julgar somente os principais autores e de preparar a finalização de seus trabalhos. A administração das Nações Unidas em Kosovo gradativamente iniciou experiência de utilizar juízes e procuradores estrangeiros e internacionalizar casos (ver regulamentos da missão das Nações Unidas no Kosovo – M.I.N.U.K. – números 2000/6, 2000/34, 2000/64 e 2001/1). Já na Bósnia-Herzegovina, que desde o acordo de Roma de 18 de fevereiro de 1996 vinha julgando subalternos sob aval da procuradoria do TPIY, aumenta suas funções ao criar câmara especial para crimes de guerra em Sarajevo, em 6 de janeiro de 2005. Essa câmara fora consentida pelo TPIY, pelo Conselho de Segurança (res. 1503/2003 e 1534/2004) e por acordo de 1º de dezembro de 2004 entre o Alto-representante das Nações Unidas local e o governo de Bósnia-Herzegovina.

o fato de as demandas internacionais por justiça existirem devido à incapacidade estrutural ou política de os Estados a realizarem. Portanto, a internacionalização dessas jurisdições especiais depende das realidades concretas a serem enfrentadas em cada país. Adaptadas caso a caso, essas jurisdições não se repetem, mas podem ser agrupadas por nível de internacionalização, a distinguir a natureza dos atos constitutivos dos tribunais, sua composição e o direito por eles aplicáveis<sup>17</sup>.

A constituição dos tribunais tem sido feita mediante tratado das Nações Unidas com os Estados, como é o caso da Corte Especial para Serra Leoa, ou por ato unilateral de representante especial do Secretário-Geral das Nações Unidas, a exemplo do Timor-Leste. As composições dos tribunais variam quanto à predominância de juízes internacionais em comparação aos juízes locais, mas todos possuem mais de um juiz ligado ao Estado onde os fatos criminosos ocorreram. A desconfiança sobre a imparcialidade do nacional para julgar seus pares por um crime internacional cede espaço para a valorização do juiz natural, que é igualmente endossada pelo princípio da complementaridade do TPI. O mais internacionalizado desses tribunais é o da Serra Leoa, que para a primeira instância nomeia um juiz e para a segunda instância nomeia

dois juízes, enquanto a Secretaria-Geral das Nações Unidas nomeia dois para a primeira e três para a segunda instância. O direito aplicado pode ser o direito interno, como é o caso de Kosovo, a excluir o que contraria padrões internacionais de direitos humanos, ou ser majoritariamente o direito internacional, com admissão de alguns tipos penais internos, como é o de Serra Leoa.

Os tribunais internacionalizados, como os de Serra Leoa, Bósnia-Herzegovina, Kosovo, Camboja e Timor-Leste, servirão para o TPI, por exemplo, para mensurar o uso do direito interno como fonte<sup>18</sup> e a definir relacionamentos da justiça internacional penal e a interna<sup>19</sup>. O julgamento somente de casos graves, dos grandes responsáveis por crimes internacionais, caracteriza o TPI como dedicado à macrocriminalidade política e, portanto, exige-lhe sensibilidade para detectar os “interesses da justiça” internacional<sup>20</sup>. Para tanto, a convivência com outras formas de justi-

<sup>18</sup> Art. 21, § 1º, c, do Estatuto de Roma.

<sup>19</sup> Como afirmou Garapon “Ce parcours à travers la justice pénale internationale nous a entraîné dans un bien curieux voyage : en partant du crime de guerre, il nous a rapproché des violences civiles ; en partant de l'international, il nous a ramené vers la politique intérieure ; en partant d'une option pénale, il nous a sensibilisé à une perspective reconstructive ; en partant du droit, il nous a rappelé à la politique ; parti de l'universalité de la loi, il nous a vanté la nécessité d'une fonction ; en partant de l'idée d'une justice en surplomb, il a montré ses préférences pour une référence triangulatrice ; en partant de l'idée abstraite d'humanité, il nous a rapatrié vers la nécessité concrète de vivre bien ensemble » (GARAPON, Antoine. *Des Crimes qu'on ne peut ni punir ni pardonner*. Paris : Editions Odile Jacob, 2002, p. 343).

<sup>20</sup> O art. 53 do Estatuto de Roma determina que para a abertura do inquérito o procurador considere, entre outros fatores, se este servirá aos interesses da justiça, a considerar a gravidade do crime, os interesses das vítimas e a idade ou o estado de saúde do presumível autor e o grau de participação no alegado crime.

<sup>17</sup> KOLB, Robert. «Le degré d'internationalisation des Tribunaux pénaux internationalisés ». In ASCENSIO Hervé, LAMBERT-ABDELGAWAD Elisabeth, SOREL Jean-Marc (sous la direction de). *Les juridictions pénales internationalisées (Cambodge, Kosovo, Sierra Leone, Timor Leste)*. Paris : Société de législation comparée, 2006, pp. 47-68.

ça, como as comissões de verdade e reconciliação existentes no Timor-Leste e em Serra Leoa, precisam ser assimiladas e valorizadas reciprocamente, o que tornam as jurisdições internacionalizadas um balão de ensaio para o TPI<sup>21</sup>.

## B. Do julgamento internacional do “terrorismo” e o Tribunal Especial para o Líbano

Outra limitação do Estatuto de Roma diz respeito à sua competência material, que é reduzida aos crimes de guerra, aos crimes contra a humanidade, ao crime de genocídio e ao crime de agressão<sup>22</sup>. O rol de propostos

tipos penais internacionais, entretanto, é vasto na história do direito internacional penal, especialmente porque associado à competência extraterritorial dos Estados, a exemplo da pirataria e do tráfico de pessoas<sup>23</sup>. Sem adentrar na reconstrução da idéia de crime internacional, importa ressaltar que alguns crimes existentes em tratados internacionais não foram incluídos no Estatuto, como é o caso

guarda à possibilidade de um Estado parte não aceitar essa emenda e de um Estado não Parte não ser objeto de julgamento pelo TPI. Ademais, condicionou a entrada em vigor da emenda a um ano após trinta ratificações e a decisão a ser tomada em conferência de Estados Partes a partir de 2017. A emenda permite o envio de um caso não somente pelo Conselho de Segurança, mas também pelo Estado Parte e pelo promotor, sendo que os filtros externos ao TPI não foram consagrados. Se há uma resolução do Conselho de Segurança constatando o ato de agressão, o procurador pode investigar. Se não houver essa resolução em seis meses após notificação do procurador, ele pode investigar após permissão da Câmara de instrução. Entendo que uma exótica resolução desqualificando o ato como agressão não impedirá a ação do promotor. Contudo, se a emenda do crime de agressão não ampliou os poderes do Conselho de Segurança além do já existente poder de suspender um processo (art. 16 do ER), ela de certa maneira admitiu a exigência do consentimento do Estado agressor como pré-requisito ao exercício jurisdicional. Primeiro, porque um Estado Parte do Estatuto de Roma pode não fazer uma declaração de aceitação dessa competência e, assim, deixar seus nacionais imunes à jurisdição do TPI (art. 15 bis, § 6), como França e Reino Unido já se manifestaram nesse sentido em Campala. Segundo, porque o TPI não tem competência sobre o crime de agressão cometido por nacionais ou no território dos Estados não Partes do Estatuto de Roma, a exemplo de Rússia, Estados Unidos, China e Israel (art. 15 bis, § 5). Esses pontos tornam a ratificação dessa emenda sobre o crime de agressão indesejável, já que um Estado aderente pode ser atacado, em seu território, e o TPI não ter competência em matéria de agressão, ao contrário do que ocorreria em caso de genocídio, crimes contra a humanidade e crimes de guerra. Como positivo, temos a histórica tipificação do crime de agressão, que traz ao mundo penal o conceito insito na resolução 3314 da Assembleia Geral da ONU, de 1974. Genericamente, é o emprego por um Estado Parte de suas forças armadas para atentar a soberania, a integridade territorial ou a independência política de outro Estado. Esse conceito incluí o envio a outro Estado de grupos privados, irregulares ou de mercenários para cumprir o ato de agressão; e exclui formas modernas de interpretar abusivamente a Carta da ONU, a fim de justificar a ingerência em outro país.

<sup>23</sup> DUMAS, Jacques. “Y a-t-il des crimes internationaux?”, *Revue de Droit International et de Législation Comparée*, nº 4, 1932, pp. 721-41.

<sup>21</sup> STAHN, Carsten. “Accommodating Individual Criminal Responsibility and National Reconciliation: The UN Truth Commission for East Timor”, *The American Journal of International Law*, vol. 95, nº 4, Out. 2001, pp. 952-966; ĐUKIC, Draz’an. “Transitional justice and the International Criminal Court in “the interests of justice”?, *Revue Internationale de la Croix-Rouge*, vol. 89, nº 867, set. 2007, pp. 691-718; DRUMBL, Mark A. “Toward a Criminology of International Crime”, *Ohio State Journal on Dispute Resolution*, vol. 19, nº 1, 2003, pp. 263-282.

<sup>22</sup> A Conferência de Revisão de Campala, ocorrida entre os dias 31 de maio e 11 de junho de 2010, emendou o Estatuto de Roma e tipificou o crime de agressão na jurisdição do Tribunal Penal Internacional. Essa tipificação foi produto entre os que pretendiam com engenharia legislativa manter a independência do TPI e os que defendiam o poder de o Conselho de Segurança controlar o TPI nessa matéria. Na frente da batalha jurídica, escolhia-se entre regrar a emenda pelo § 4º ou pelo § 5º do art. 121 do Estatuto de Roma. Em outros termos, disputava-se entre as opções de as regras que condicionam o exercício da jurisdição do TPI sobre o crime de agressão entrarem em vigor (art. 121, § 4º) após ratificação destas por 7/8 dos Estados Membros com extensão automática da jurisdição ao 1/8 restante, ou (art. 121, § 5º) após cada ratificação, excluindo os que não a ratificassem. Por trás dessa discussão técnica, estavam os que defendiam a prevalência do Conselho de Segurança em autorizar ou impedir o exercício da jurisdição do TPI e, igualmente, os que condicionavam ao consentimento do Estado agressor. A Conferência de Campala optou por incluir todas as emendas sobre o crime de agressão (inclusive o art. 15 bis e ter), e não somente o tipo penal (art. 8 bis), na opção do art. 121, § 5º, o que permitiu dar

do crime de terrorismo e do crime de tráfico internacional de entorpecentes. Entre outras razões, eles não foram inclusos no Estatuto para não sobre-carregarem a competência do TPI, por serem de definição controversa no direito internacional e por serem condutas melhor reprimidas pela co-operação interestatal<sup>24</sup>.

Quanto ao crime de terrorismo especificadamente, contudo, há que se reconhecer que sua inclusão em projetos de jurisdição penal internacional é antiga e foi amplamente defendida no período entre guerras. Muitos doutrinadores colaboraram para o desenvolvimento do direito internacional penal nesse período, individualmente, como Vespasien Pella<sup>25</sup>, Politis<sup>26</sup>, Calloyani<sup>27</sup>, Saldaña<sup>28</sup>, Donnedieu de Vabres<sup>29</sup>, ou coletivamente, como os projetos de 1920 da Comissão de juristas da Haia ou da *International Law Association*. Entretanto, o que provocou a discussão sobre a repressão do terrorismo na Sociedade das Nações foram os

assassinatos do rei Alexandre I da Iugoslávia e do chanceler francês Louis Barthou, entre outros, no tumultuado 9 de outubro de 1934 em Marseilha, devido a fogo cruzado gerado por atentado de um membro de organização nacionalista macedônica<sup>30</sup>. Diante esse fato, a Iugoslávia<sup>31</sup> aciona a Sociedade das Nações, que acaba por gerar caso contra a Hungria por possível apoio aos mentores do atentado, que incluiria a Oustacha<sup>32</sup>. O complicado cenário que antecedia a Segunda Guerra Mundial tornava difícil atribuir responsabilidades a um só lado, mas o que surpreendeu não foi o engenho diplomático da resolução da Sociedade das Nações, mas sim seu item IV, que indicava a elaboração de projetos de convenção internacional contra o terrorismo e de tribunal penal internacional para julgá-lo<sup>33</sup>. Adotados em 16 de novembro de 1937, esses instrumentos nunca entrariam em vigor, porém importa registrar que como ato terrorista a convenção considerava os atentados contra os chefes de Estado, seus próximos e equivalentes, bem como a destruição de bens públicos e atos que colocavam em perigo geral vidas humanas<sup>34</sup>.

<sup>24</sup> HEBEL, Herman von; ROBINSON, Darryl. "Crimes within the Jurisdiction of the Court". In LEE, Roy. *The International Criminal Court: the making of the Rome Statute*. Loc. Cit., p. 81.

<sup>25</sup> PELLA, Vespasien. *Projet de statut d'une cour de justice criminelle internationale, précédé d'une introduction de M. le conseiller Mégalos A. Caloyanni et du rapport de M. Vespasien V. Pella*. Paris : Librairie des Juris-classeurs / Editions Godde, 1928(?); PELLA, Vespasien. *La criminalidad colectiva de los Estados y el derecho penal del porvenir*. Madrid: Aguilar, 1931.

<sup>26</sup> POLITIS, Nicolas. *La Justice Internationale*. Paris : Librairie Hachette, 1924.

<sup>27</sup> CALOYANNI, Mégalos A. "La Justice Pénale Internationale", *Revue Pénitentiaire de Pologne*, vol. IV, nºs 3/8, 1929.

<sup>28</sup> SALDAÑA, Quintiliano. « *La Justice Pénale Internationale* », *Recueil des cours*, vol. 10, 1925-V.

<sup>29</sup> VABRES, Donnedieu de. *Introduction à l'étude du droit pénal international*. Paris : Sirey, 1922; VABRES, Donnedieu de. « La Cour permanente de Justice Internationale et sa vocation en matière criminelle », *Revue internationale de droit pénal*, nºs 3-4, 1924, pp. 175-201.

<sup>30</sup> Morto igualmente, Veliko Kerin pertencia a uma organização revolucionária macedônica (VMRO - Vanska Makedonska Revolucionarna Organizacija).

<sup>31</sup> Lançou mão do art. 11, segundo parágrafo, do Tratado de Versalhes de 1919.

<sup>32</sup> Partido croata dos direitos, que se radicalizara (*Ustasa Hrvatska Revolucionarna Organizacija*).

<sup>33</sup> EUSTATHIADES, « La Cour pénale internationale pour la répression du terrorisme et le problème de la responsabilité internationale des Etats », *Revue générale de droit international public*, 1936, t. 43, nºs 1-6, pp. 385-411.

<sup>34</sup> KOVACS Peter. « Le grand précédent: la Société des Nations et son action après l'attentat contre Alexandre, roi de Yougoslavie », *European Integration Studies*, n. 1, 2002, pp. 30-40.

É exatamente essa tradição que é resgatada pelo Tribunal Especial para o Líbano, criado pelo Conselho de Segurança das Nações Unidas pela resolução 1664, de 29 de março de 2006. Segundo seu estatuto (art. 1º), esse tribunal tem competência para julgar responsáveis pelos “crimes terroristas” que provocaram a morte do antigo primeiro-ministro libanês Rafic Hariri e de outras pessoas, ou feridos, entre 1º de outubro de 2004 e 12 de dezembro de 2005, ou data posterior a acordar, se for o caso. A comparar todas as demais jurisdições penais internacionais ou internacionalizadas, muitos afirmariam que o Tribunal Especial para o Líbano possui competência material heterodoxa. O direito aplicado é interno, especificadamente, o código penal libanês, no que se refere ao crime de terrorismo, de crimes e delitos contra a vida e a integridade física das pessoas, de associação ilícita, entre outras normas, bem como os arts. 6 e 7 da lei libanesa do 11 de janeiro de 1958, que agrava penas para a sedição, a guerra civil e a luta confessional. Não se trata de aplicar leis de incorporação de tratados internacionais, sequer parcialmente, como ocorre em outros tribunais internacionalizados. Apesar de cogitados por relatório do Secretário-Geral das Nações Unidas sobre esse tribunal, de 15 de novembro de 2006, os crimes contra a humanidade não foram incluídos na sua competência, pré-qualificando os fatos lá ocorridos, já que os assassinatos levados a termo no Líbano poderiam ser considerados como parte de ataque sistemático ou generalizado contra a

população civil, um tipo consagrado de crime contra a humanidade. Contrariamente, a tipificação libanesa de terrorismo e os demais tipos penais mencionados não fazem nenhuma referência ao direito internacional<sup>35</sup>.

O Tribunal Especial para o Líbano é internacionalizado por seu ato constitutivo, um acordo do Estado com as Nações Unidas, pela composição do tribunal, que envolve juízes e procurador internacionais, mas o conteúdo internacional do direito aplicado diz respeito a garantias penais<sup>36</sup>, não à competência material. Entretanto, a menção ao terrorismo na constituição desse tribunal não somente resgata a mencionada iniciativa da década de 30 do séc. XX, mas abre precedente para a inclusão do crime de terrorismo no Estatuto de Roma, embora não tenha sido sequer discutida na Conferência de Revisão de Campala de 2010. A inserção na competência material do Estatuto de Roma do crime de terrorismo, apesar de não contar com espaço na agenda atual e dos próximos anos, não terá precisamente no Estatuto do Tribunal Especial do Líbano um porto seguro para superar as profundas divergências de seus termos conceituais<sup>37</sup>.

<sup>35</sup> O art. 314 do código penal libanês considera atos de terrorismo todos os fatos cujo objetivo é criar estado de alerta, que teriam sido cometidos por meios suscetíveis de produzir perigo comum, como agentes explosivos, materiais inflamáveis, produtos tóxicos ou corrosivos, agentes infecciosos ou microbianos.

<sup>36</sup> Por exemplo, não serão aplicadas penas de trabalhos forçados e de morte previstas no direito libanês.

<sup>37</sup> A principal dificuldade em definir o crime de terrorismo tem sido as lutas de libertação e a potencialidade de politizar o TPI. Mesmo assim, muitos o consideram um crime internacional: ARMSTRONG, David; FARREL, Theo; LAMBERT, Hélène. *International Law and International Relations*. Cambridge: Cambridge University Press, 2007, pp.190-1.

## II. PARA ALÉM DO ESTATUTO DE ROMA

O Estatuto de Roma é um instrumento internacional dinâmico, pois criou mais que um tribunal, fundou uma organização intergovernamental. Uma de suas características é a de que sua reforma ou emenda é capitaneada pela Assembleia dos Estados Partes ou por Conferência de Revisão, para as quais o Estatuto dota o sistema com ampla gama de procedimentos<sup>38</sup>. Essa abertura torna o Estatuto apto a absorver tendências das demais instituições, como as sobre temas aqui escolhidos: a obediência à ordem superior e a anistia.

### A. Da ordem superior como mitigação da pena

O patamar jurídico do Estatuto de Roma representou largo consenso em 1998, a considerar os tratados pré-existentes, o *ius cogens* e as obrigações *erga omnes*. Contudo, à parte o direito posto, houve admissão de fórmulas novas. Entre elas, algumas não representaram evolução do direito internacional, como é o caso do tema da obediência hierárquica.

O art. 33, § 2º, do Estatuto de Roma, pressupõe que toda decisão de cometer genocídio ou crimes contra a humanidade será considerada como manifestamente ilegal, porém não confere o mesmo tratamento aos crimes de guerra. Se a decisão de come-

ter crime de guerra não for manifestamente ilegal e o acusado não tiver conhecimento de sua ilegalidade, ele pode ser isento de responsabilidade penal por obedecer a decisões governamentais ou de superior hierárquico aos quais por lei estivesse obrigado a obedecer<sup>39</sup>.

O artigo 33 foi apontado como sendo de inspiração francesa<sup>40</sup>, porém o bloco formado por Canadá e Estados Unidos foi decisivo para viabilizar sua aprovação, principalmente mediante colaboração do professor Theodor Meron<sup>41</sup>. A razão de o § 2º, do art. 33, não presumir os crimes de guerra como manifestamente ilegais e lhe conferir tratamento distinto aos demais crimes internacionais não é evidente. Primeiro, os crimes de guerra compõem os tipos penais internacionais mais antigos, como os projetos que sucederam à Convenção de Genebra de 1864 o comprovam, sendo em tese mais manifesta a ilegalidade da decisão de cometê-los. Segundo, porque a competência do TPI dar-se-á em particular quando esses crimes sejam cometidos como parte de plano ou política ou em grande escala<sup>42</sup>, em que pese o fato dessa condição não ser obrigatória. Em tese, se comparado aos crimes contra a humanidade, essa cláusula não taxativa poderia justificar o tratamento diferenciado deferido aos crimes de guerra em matéria de obediência a ordens superiores, já que aqueles são

<sup>39</sup> Art. 33, § 1º, do Estatuto de Roma.

<sup>40</sup> BOURDON, William. *La Cour Pénale Internationale*. Paris: Éditions du Seuil, 2000, p. 131.

<sup>41</sup> DUFOUR, Geneviève. Loc. Cit., p. 987.

<sup>42</sup> Art. 8º, § 1º, do Estatuto de Roma.

<sup>38</sup> Ver arts. 121-3 do Estatuto de Roma.

caracterizados pelo Estatuto<sup>43</sup> sempre quando cometidos como parte de um ataque generalizado ou sistemático contra uma população civil e com conhecimento desse ataque. Entretanto, se de um lado o crime de genocídio igualmente não requer condição similar à posta para crimes contra a humanidade, de outro lado todos os casos a serem analisados pelo TPI serão de gravidade equivalente, pois uma das regras de triagem de casos é a exigência destes serem de suficiente gravidade<sup>44</sup>. Essa última característica pode ser acentuada pelo fato de a tipificação de alguns crimes de guerra ser semelhante a de certos crimes contra a humanidade<sup>45</sup>. Por fim, a diferenciação de tratamento aos crimes de guerra dada pelo Estatuto de Roma aqui analisada retrocede *a priori* o disposto pelos tribunais penais internacionais *ad hoc* precedentes ao TPI, como veremos.

Do ponto de vista histórico, importa reconhecer que o tratado sobre o uso de submarinos e gases nocivos em guerra de 1922 não entra em vigor em razão de a França rejeitar cláusula que não admite a defesa das ordens superiores. Adicionalmente, nada consta a respeito da obediência hierárquica nas Convenções de Genebra de 1949, nem em seus Protocolos Adicionais de 1977, instrumentos guias em matéria de definição de crimes de guerra. No entanto, o art. 8º do Estatuto do Tribunal de Nuremberg determina que o fato de o acusado agir em

conformidade com instruções de seu governo ou de superior hierárquico não o isenta de culpa, mas poderá ser considerado como motivo para diminuição de pena. Já o quarto princípio de Nuremberg, consagrado pela Resolução 95(I), de 1946, da Assembleia Geral das Nações Unidas, dispõe que o fato de ter agido sob ordem de um governo ou de superior hierárquico, não isenta a responsabilidade do autor conferida pelo direito internacional se este teve moralmente a faculdade de escolher<sup>46</sup>.

Posteriormente, os Estatutos do TPIY e do TPIR<sup>47</sup> dispõem que o fato de o acusado ter atuado em cumprimento de uma ordem oriunda de um governo ou superior não o eximirá de responsabilidade penal, mas poderá ser considerado como circunstância atenuante se o Tribunal determinar que assim exija a equidade. No caso Erdemovic<sup>48</sup>, do TPIY, foi decidido que para a ordem superior servir como atenuante deve haver influência sobre o comportamento ilegal, não incidindo se o acusado estava predisposto a executá-la. Portanto, é preciso examinar se o acusado estava em condições de resistir, se possuía escolha moral de fazê-lo ou tentar fazê-lo<sup>49</sup>.

<sup>46</sup> DUFOR, Geneviève. La défense d'ordres supérieurs existe-t-elle vraiment?, *Revue Internationale de la Croix-Rouge*, december 2000, vol. 82, nº 840, pp. 970-979.

<sup>47</sup> Art. 7, § 4º, do Estatuto do TPIY. e art. 6, § 4º, do TPIR.

<sup>48</sup> TPIY, procurador *c/ Drazen Erdemovic*, primeira instância, sentença de 29 de novembro de 1996, § 19.

<sup>49</sup> Sobre jurisprudência anterior acerca da mitigação da pena por obediência hierárquica, ver os casos julgados na Suprema Corte de Leipzig de *Empire c. Dithmar and Boldt* ("Llandovery Castle") e *c. Karl Neumann* ("Dover Castle"), de 1921; e o caso *Peleus*, julgado em Hamburgo pela *British Military Court for the Trial of war criminals held at the War Criminals Court*, em outubro de 1945.

<sup>43</sup> Art. 7º, § 1º, do Estatuto de Roma.

<sup>44</sup> Art. 7º, § 1º, *d*, do Estatuto de Roma.

<sup>45</sup> Por exemplo, os crimes de índole sexual (arts. 7, § 1º, g; 8, § 2º, *b*, xxii, e 8, § 2º, *e*, *vi*, do Estatuto de Roma).

Os tribunais internacionais especiais que sucederam o Estatuto de Roma também não repetem o modelo do TPI. A Corte Especial para Serra Leoa<sup>50</sup>, as câmaras especiais da Bósnia-Herzegovina<sup>51</sup> e o Tribunal Especial para o Líbano<sup>52</sup> não isentam os acusados de sua responsabilidade penal por obedecerem a ordens superiores, mas admitem a mitigação da pena nesses casos. Já as câmaras extraordinárias do Camboja<sup>53</sup> optam simplesmente por não isentar de responsabilidade penal o acusado que agiu sob ordens do governo democrático de Kampuchea.

Todos esses exemplos seguiram a linha criada pelo tribunal militar internacional de Nuremberg, que fora concebido para os grandes responsáveis pelos crimes de guerra, o que torna improcedente ou enfraquecida a defesa por obediência hierárquica, já que os acusados eram em grande medida superiores e não subordinados. O fato de o TPI somente estar apto a julgar casos de suficiente gravidade não o coloca em posição distinta de todos esses exemplos para justificar o supramencionado art. 33, § 2<sup>54</sup>. Espere-se, portanto, que a jurisprudência do TPI parta do pressuposto geral que os crimes de guerra sejam manifes-

tamente ilegais e, excepcionalmente, admita defesa para atenuar a pena, sem a confundir com a coação irresistível, quando ao subordinado não era possível negar a cumprir a ordem<sup>55</sup>.

## B. Da vedação da anistia para crimes internacionais

A anistia tem sido vista sob dois ângulos antagônicos pelo direito internacional penal. Primeiro, ela favoreceria a reconciliação nacional e a manutenção da paz, especialmente após conflitos ou regimes autoritários internos. Nesse sentido, o art. 6º, § 5º, do Protocolo Adicional II, de 1977, sobre conflitos armados de caráter não-internacional determina: “Ao cessarem as hostilidades, as autoridades no poder procurarão conceder a anistia mais ampla possível às pessoas que tenham tomado parte no conflito armado ou que se encontrem privadas de liberdade, internadas ou detidas, por motivos relacionados com o conflito armado.”

A recomendação do Protocolo Adicional II às Convenções de Genebra de 1949 não é, contudo, absoluta. Essa possibilidade de anistia é a “mais ampla possível”, pois não é total e irrestrita. Ao estabelecê-la, os Estados

<sup>50</sup> Art. 6, § 4º, do Estatuto da Corte Especial para Serra Leoa.

<sup>51</sup> Art. 180, § 3º, do Código penal da Bósnia-Herzegovina.

<sup>52</sup> Art. 3, § 3º, do acordo entre as Nações Unidas e a República libanesa sobre o estabelecimento de Tribunal Especial para o Líbano, S/RES/1757 (2007).

<sup>53</sup> Art. 29 da Lei sobre o estabelecimento das câmaras extraordinárias, com as emendas promulgadas em 27 de outubro de 2004 (NS/RKM/1004/006).

<sup>54</sup> Contra: MCCOUBREY, Hilaire. “From Nuremberg to Rome: Restoring the Defence of Superior Orders”, *The International and Comparative Law Quarterly*, vol. 50, nº 2, Abr. 2001, pp. 386-394.

<sup>55</sup> Na discussão sobre a obediência devida há confusões em relação à coação irresistível, necessidade militar, erro de fato ou de direito. Sobre coação irresistível, confunde-se ordem superior com coação. Evidentemente, se houver ordem manifestamente ilegal recusada pelo subordinado e ocorrer por parte do superior ameaça à sua vida ou à sua integridade, está-se diante situação de coação irresistível. CASS-ESE, Antonio. *International Criminal Law*. New York: Oxford University Press, 2003, p. 241; AMBOS, Kai. *Nuevo Derecho Penal Internacional*. México: Instituto Nacional de Ciencias Penales, 2002, p. 400-401.

devem se prender a formas fundadas em princípios e, mesmo assim, em geral não possuem efeitos extraterritoriais, nem comprometem obrigações convencionais ou consuetudinárias de reprimir crimes de guerra<sup>56</sup>. Por exemplo, poderia ser concedida anistia a pessoas que seriam condenadas por atentarem a segurança nacional pelo simples fato de terem participado de conflito armado interno<sup>57</sup> ou terem se manifestado contra regime autoritário. Nesse espírito, a Divisão jurídica do Comitê Internacional da Cruz Vermelha enviou uma carta ao Procurador do TPIY, de 24 de novembro de 1995, pela qual ela interpreta o referido artigo somente como a possibilidade de aplicar a “imunidade do combatente” nos conflitos armados não internacionais. Em outras palavras, seria conveniente, sobretudo, anistiar os membros de grupos armados organizados que participaram de um conflito interno e por esse único motivo ou por crimes de menor potencial foram incriminados.

Inversamente, os responsáveis por crimes internacionais não são protegidos, o que é assente na ordem internacional inclusive antes da elaboração dos Protocolos de 1977. Por exemplo, a resolução 3074 (XXVIII)<sup>58</sup> da Assembleia Geral da ONU, de dezembro de 1973, definiu como princípio de cooperação penal internacional que crimes de guerra ou contra

a humanidade, sejam onde forem cometidos, devem ser investigados, e as pessoas contra as quais recaiam provas de serem responsáveis por tais condutas devem ser localizadas, presas, julgadas e, se culpadas, condenadas. Portanto, mesmo se o Conselho de Segurança das Nações Unidas de-sejar, em nome da paz e segurança internacionais, sustentar política interna de anistia, este não pode para tal contrariar os objetivos e princípios ínsitos na Carta da ONU e no direito internacional<sup>59</sup>, como o de reprimir os criminosos internacionais.

O segundo ângulo visto pelo direito internacional é justamente o de que a anistia é um mecanismo de impunidade<sup>60</sup>. Neste prisma, as instituições regionais de direitos humanos têm reiteradas vezes declarado como nulas as leis de anistia para responsáveis por violações graves aos direitos humanos<sup>61</sup>. Somente para ficarmos com o sistema interamericano, importa citar que a Corte Interamericana de Direitos Humanos (CorteIDH), ainda que não seja um tribunal penal e tenha por função a atribuição de responsabilidade internacional do Estado, tem desconsiderado a anistia e declarado a obrigação de investigar e punir os responsáveis pelas violações aos direitos humanos, especialmente quando estas são graves<sup>62</sup>. No caso

<sup>56</sup> NAQVI, Yasmin. “Amnesty for war crimes: defining the limits of international recognition”, *Revue Internationale de La Croix-Rouge*, Set. 2003, vol. 85, nº 851, p.588.

<sup>57</sup> NAQVI, Yasmin. Op. cit., p. 604.

<sup>58</sup> Definiu princípios para detenção, prisão, extradição e punição de pessoas responsáveis por crimes de guerra e crimes contra a humanidade.

<sup>59</sup> NAQVI, Yasmin. Op. cit., p. 591.

<sup>60</sup> SADAT, Leila Nadya. “Exile, Amnesty and International Law”, *The Notre Dame Law Review*, vol. 81, nº 3, 2006, pp. 955-1036.

<sup>61</sup> CASSESE, Antonio. *International Criminal Law*. New York: Oxford University Press, 2003, p. 313; RAMÍREZ, Sergio García. *La Jurisdicción Internacional: derechos humanos y la justicia penal*. México: Editorial Porrúa, 2003, p. 258-267.

<sup>62</sup> Entre outros, ver CorteIDH, *Barrios Altos c. Peru*, 14 de março de 2001, § 41, e 3 de setembro de 2001,

*Almonacid Arellano y otros c. Chile*, a CorteIDH associa as violações graves de direitos humanos ao crime contra a humanidade e declara que os Estados não podem se abster de investigar, buscar e reprimir os responsáveis por crimes contra a humanidade, incluindo o genocídio, mediante edição de anistias ou outro tipo de norma interna. De acordo com a CorteIDH, anistiar os responsáveis de crimes contra a humanidade é incompatível com a CADH<sup>63</sup>.

Quanto ao Estatuto de Roma, não há menções sobre anistias. Ressalta-se que a Conferência de Roma de 1998 recusou proposta da Bélgica e de Portugal, que propunham expressamente recusar a graça, embora algumas traduções apontassem que se tratava de anistias<sup>64</sup>. De qualquer maneira, as anistias não teriam o condão de evitar *tout court* processos frente ao TPI. De acordo com o art. 17 do Estatuto

§§17-18; *Bulacio c. Argentina*, 18 de setembro de 2003, § 116; CorteIDH, *Blanco Romero y otros c. Venezuela*, 28 de novembro de 2005, § 98.

<sup>63</sup> CorteIDH, *Almonacid Arellano y otros c. Chile*, 26 de setembro de 2006, §§114-116, 171 – ponto resolutivo 3; CorteIDH, *La Cantuta c. Peru*, 29 de novembro de 2006, §§ 168-169.

<sup>64</sup> A versão francesa de proposta de artigo 19 permitia ao TPI receber um caso se « une décision manifestement non fondée concernant la suspension de l'application d'une peine ou une grâce, une libération conditionnelle ou une commutation de peine exclut l'application de tout type de peine approprié » (doc. A/conf. 183/2/Add.1, 14 avril 1998, p. 46), e na inglesa, se "a manifestly unfounded decision on the suspension of the enforcement of a sentence or on a pardon, a parole or a commutation of the sentence excludes the application of any appropriate form of penalty" (Doc. A/conf. 183/2/Add.1, de 14 de abril de 1998, p. 46). Entretanto, se a versão francesa desse documento menciona a *grâce* e a inglesa o *pardon*, a versão espanhola os traduz por *amnistía*. As versões francesa e inglesa são mais precisas no que diz respeito ao objetivo do artigo 19 não aprovado, pois é a graça que dispensa um condenado da aplicação de sua pena, e não a anistia, que faz desaparecer a condenação. De qualquer forma, o Estatuto do TPI não menciona nem a graça, nem a anistia, o que engendra certa ambiguidade.

podemos concluir que elas não evitariam processos se o Estado autor da anistia a tenha promulgado sem anteriormente investigar e processar os responsáveis ou o tenha feito somente para falsear a justiça. Em nome desse princípio de complementaridade do TPI às jurisdições internas, o Estado é obrigado ao menos a investigar e reparar para obter justiça, o que poderia legitimar certos processos de anistia como o levado a termo pela África do Sul<sup>65</sup>, que é consequência de processo de investigação e de confissão pública de crimes. Para isso, entretanto, é necessário compreender a justiça em sentido amplo e apostar em política compreensiva do procurador do TPI, que pode deixar de denunciar se não for do interesse da justiça<sup>66</sup>. Entretanto, essa postura de não denunciar do procurador tem limites, quando as situações envolverem violações graves, como a tortura. O Tribunal penal internacional para a Ex-Iugoslávia (TPIY), por exemplo, estimou que a tortura tornou-se uma norma imperativa ou *jus cogens* e que « ... seria absurdo afirmar, de uma parte, que visto o valor do *jus cogens* de interdição da tortura, os tratados ou regras costumeiras que prevejam a tortura sejam nulos e não válidos *ab initio* e, de outra parte, deixar que os Estados tomem medidas nacionais autorizando ou tolerando a prática da tortura ou anistiando seus autores»<sup>67</sup>.

<sup>65</sup> ZYL, Paul van. Dilemmas of Transitional Justice: the case of South Africa's Truth and Reconciliation Commission, *Journal of International Affairs*, New York, Spring 1999, 52, nº 2, p. 647-667.

<sup>66</sup> CRYER, Robert; FRIMAN, Hakan; ROBINSON, Darryl; WILMSHURST, Elizabeth. *An introduction to international criminal Law and procedure*. Cambridge: Cambridge University Press, 2007, p. 131-2.

<sup>67</sup> TPIY., *Le Procureur c. Anto Furundzija*, 10 décembre

Também deve ser ressaltado que o recente Estatuto da Corte Especial para Serra Leoa (TSSL)<sup>68</sup>, em seu art. 10, não reconhece anistia para crimes contra a humanidade, violações ao art. 3º comum às quatro Convenções de Genebra de 1949 e ao seu Protocolo Adicional II de 1977, e outras violações graves ao direito internacional humanitário. Os termos do artigo 10 do Estatuto do TSSL são emblemáticos, primeiro, porque a competência dos artigos 2 a 4 do Estatuto inclui os crimes contra a humanidade e as violações graves do direito internacional humanitário cometidos durante os conflitos armados não internacionais, incluindo as violações graves ao Protocolo II de 1977, que permite a anistia limitada no seu artigo 6 (5), nos termos que nós já analisamos. Portanto, o artigo 10 reforça a interpretação que o artigo 6(5) não permite a anistia às violações graves do direito internacional humanitário. Segundo, o Estatuto do TSSL foi criado por um acordo entre as Nações Unidas e o Governo serra-leonês, conforme a resolução 1315 (2000) do Conselho de Segurança, e expressamente recusou, em relação aos crimes de competência do TSSL, a anistia prevista no artigo IX do acordo de paz de Lomé entre o Governo e o Front revolucionário unido serra-leonês, de 7 de julho de 1999. Assim, a graça e a anistia em nome da reconciliação nacional não podem beneficiar os responsáveis pelos crimes contra a humanidade e as

ofensas graves do direito internacional humanitário. Terceiro, o artigo 10 do Estatuto do TSSL permite a anistia aos responsáveis pelos crimes previstos em seu artigo 5, que são os crimes referentes ao direito interno serra-leonês e fazem parte da competência do T.S.S.L.<sup>69</sup>.

Por fim, importa ressaltar que o art. 11 do Acordo entre as Nações Unidas e o Camboja estabeleceu que o Governo real cambojano não solicitará a anistia nem a graça de ninguém passível de investigação ou reconhecido como culpado em razão de crimes considerados nesse Acordo, referente à criação das Câmaras extraordinárias no seio dos tribunais cambojanos (CETC) para julgar os crimes do Khmer vermelho. Entretanto, distintamente do art. 10 do Estatuto do TSSL, esse Acordo confere competência às Câmaras extraordinárias para decidir sobre o âmbito de aplicação das anistias ou graças, que puderem ser acordadas antes da entrada em vigor das leis cambojanas que as estabeleceram. Apesar disso, no caso contra Sary IENG, as CETC estimaram que nem a graça nem a

1998 n° IT-95-17/1-T, § 155.

<sup>68</sup> MEISENBERG, Simon. "Legality of amnesties in international humanitarian law: the Lomé Amnesty Decision of the Special Court for Sierra Leone", *Revue Internationale de la Croix-Rouge*, dez. 2004, vol. 86, n° 856, p. 837-851.

<sup>69</sup> A jurisprudência do TSSL consolida a perspectiva pela qual o acordo de Lomé não é um instrumento de direito internacional, mesmo se ele representa uma situação factual de restauração da paz observada pelo Conselho de Segurança e que sua violação conduza este a agir sob o capítulo VII da Carta das Nações Unidas. Além disso, esse acordo não gera efeitos quanto à possibilidade de julgamento de crimes contra o direito internacional submetidos à jurisdição universal, nem ele é capaz de privar o TSSL de exercer sua competência insita nos artigos 2 ao 4 de seu Estatuto. O Estado não pode pretender introduzir no esquecimento geral o que outros Estados devem julgar devido a uma obrigação *erga omnes* de proteger a dignidade humana, que é uma norma imperativa (Chambre d'appel, 13 de março de 2004, *Procurador c. M. KALLON* (n° SCSL-2004-15-AR72(E)) e *B. B. KAMARA* (n° SCSL-2004-16-AR72(E))), Decision on challenge to jurisdiction: Lomé Accord Amnesty, §§ 42, 67, 71, 86 e 88).

anistia são suscetíveis de constituir, atualmente, entraves a processos frente as CETC pertinentes a crimes internacionais contra ele atribuídos<sup>70</sup>.

Os tribunais penais internacionalizados, como o TSSL e as CETC, fornecem um dado conciliador entre as duas posições antagônicas sobre a anistia. O TPI poderia tolerar processos investigativos que resultem em anistias, mas não para os grandes responsáveis pelos crimes internacionais. Estes devem ser julgados e condenados, sempre conferindo papel de destaque às vítimas<sup>71</sup>. Para tratar melhor desse assunto, há quem proponha protocolo adicional ao Estatuto de Roma<sup>72</sup>, porém, sem desprezar a iniciativa, cremos que o Estatuto possui as bases para evoluir sua jurisprudência sobre o tema das anistias.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS: O CASO DARFUR

O direito internacional penal poderia ser acusado de ser somente aplicado após as guerras, os regimes autoritários e genocidas, sem condições de uso imediato, e assim ter diminuídas as funções do regime penal de interromper crimes e prevenir outros. Se

a ciência penal é crítica sobre as potencialidades da função preventiva da pena, que evitariam a comissão de crimes pelo próprio acusado ou por terceiros, no caso dos crimes de massa a interrupção do curso criminoso deve ser vista sob outra perspectiva. De um lado, o próprio condenado internacional raramente reincidirá no seu crime, pois para isso necessitaria de poder político ou funcional do qual possivelmente não disporá. Porém, de outro lado, a prevenção de atrocidades a serem cometidas por terceiros não nos é garantida em grau satisfatório. Afirmamos isso não somente em razão da impossibilidade lógica da prevenção geral absoluta, mas porque mesmo a prevenção possível encontra obstáculos na atual estrutura da justiça penal internacional e das relações internacionais. Pensamos, sobretudo, na dificuldade de impor justiça a potências hegemônicas e os propósitos limitados de justiça autônoma, não geminada com funções executivas<sup>73</sup>.

Além disso, ao discutirmos a função do direito internacional penal e da pena para criminosos internacionais, devemos analisar o impacto da justiça sobre os processos de paz<sup>74</sup>. A origem do direito internacional penal está associada à busca de padrões hu-

<sup>70</sup> CETC, *Procureur c. Sary IENG*, Ordonnance de placement en détention provisoire, 14 de novembro de 2007, §§11-14.

<sup>71</sup> Ver DELMAS-MARTY, Mireille. « La responsabilité pénale en échec (prescription, amnistie, immunités) ». In CASSESE, Antonio; DELMAS-MARTY, Mireille. *Juridictions nationales et crimes internationaux*. Paris: Presses Universitaires de France, 2002, pp. 626-637.

<sup>72</sup> O'SHEA, Andreas. *Amnesty for Crime in International Law and Practice*. Leiden: Kluwer Law International, 2002.

<sup>73</sup> AKHAVAN, Pavan. "Beyond Impunity: Can International Criminal Justice Prevent Future Atrocities?", *American Journal of International Law*, vol. 95, nº 7, 2001, pp. 7-31.

<sup>74</sup> KNOOPS, Geert-Jan Alexander. "International and Internationalized Criminal courts: the new face of international peace and security?", *International Criminal Law Review*, vol. 4, 2004, pp. 527-547; BLUMENSON, Eric. "The Challenge of a Global Standard of Justice: Peace, Pluralism, and Punishment at the International Criminal Court", *Columbia Journal of Transnational Law*, vol. 44, nº 3, 2006, pp. 801-74.

manitários, porém suas experiências foram construídas sobre a diplomacia da paz e da segurança internacionais. A paz é um valor a duras penas universalizado pela Carta das Nações Unidas e a justiça internacional pode ser considerada como um meio de alcançá-la, embora nem sempre tenha sido essa a interpretação política. Julgar ou não penalmente presidente, primeiro-ministro, monarca, comandante militar, chefe miliciano ou rebelde, líder político, e seus subordinados, tem sido sopesado pela diplomacia em relação ao esforço de manter a paz e a segurança internacionais e a diverso jogo de poder. A criação pelo Conselho de Segurança das Nações Unidas do TPIY e do TPIR e a obtenção de cooperação para deter acusados podem ser lidos dessa forma, basta para confirmar isso seguir os traços que levaram à prisão de Milosevic e de Karadzic<sup>75</sup>. Paradoxalmente, as instituições internacionais penais sempre estão em choque com certas políticas de não responsabilização penal, porém, sem poder de polícia, ao mesmo tempo devem sua existência à colaboração estatal.

O TPIY e o TPIR foram criados por resoluções do Conselho de Segurança e, portanto, contam em tese<sup>76</sup> com o dever de cooperação de todos os Estados por força da Carta das Nações Unidas, além de disporem do poder de polícia do próprio Conselho. Igual-

mente, os atos das câmaras especiais de Kosovo, da Bósnia-Herzegovina e do Timor-Leste são oponíveis a terceiros Estados, pois são criados por representantes das Nações Unidas sob a égide de resoluções do Conselho de Segurança. Entretanto, esse não é o caso de tribunais criados por acordos bilaterais, como o de Serra Leoa, que contarão com cooperação de outros Estados somente mediante celebração de tratados ou por voluntarismo<sup>77</sup>. Já o TPI é nutrido pela cooperação especial de seus Estados-Partes, atualmente em número de 113, e mantém relação especial com as Nações Unidas.

Sobre este último tema, em razão da atuação do Conselho de Segurança das Nações Unidas em busca da paz e segurança ser um fim básico da sociedade internacional, em seu nome o art. 16 do Estatuto de Roma pode ser utilizado para suspender o processo penal por 12 meses, prorrogáveis por igual período. Entretanto, a partir da entrada em vigor do Estatuto de Roma esse mecanismo foi utilizado irregularmente por dois anos, a fim de imunizar de maneira preventiva o pessoal de Estados não-Partes do Estatuto que participa de operações de paz das Nações Unidas. As resoluções do Conselho de Segurança que asseguraram essa política assinalavam difícil convivência desse órgão com o TPI. Porém, essas resoluções<sup>78</sup> não foram mais

<sup>75</sup> HARTMANN, Florence. *Paix et Châtiment: les guerres secrètes de la politique et de la justice internationales*. Paris: Flammarion, 2007.

<sup>76</sup> PESKIN, Victor. *International Justice in Rwanda and the Balkans: virtual trials and the struggle for state cooperation*. Cambridge: Cambridge University Press, 2008.

<sup>77</sup> LAMBERT-ABDELGAWAD Elisabeth. «Quelques brèves réflexions sur les actes créateurs des Tribunaux pénaux internationalisés». In ASCENSIO Hervé, LAMBERT-ABDELGAWAD Elisabeth, SOREL Jean-Marc (sous la direction de). Op. cit., pp. 42-3.

<sup>78</sup> Resoluções 1422, de 12 de julho de 2002, e 1487, de 12 de junho de 2003.

reeditadas e, surpreendentemente, o Conselho de Segurança remete a situação Darfur ao TPI<sup>79</sup>, em uso de faculdade que somente lhe cabe, a de submeter caso mesmo se os crimes foram cometidos por nacionais de Estado não-Parte em território de Estado não-Parte, no caso, o Sudão.

Muitos diriam que fora um falso presente, pois as Nações Unidas não arcaavam com os custos do processo e mantinham as imunidades dos membros de operações de paz no Sudão nacionais de Estados não-membros. Ademais, teria o TPI força para executar suas decisões em Estado não-Parte em convulsão e que mantém partícipes das ações criminosas no governo, a incluir ex-ministro do interior e atual ministro de assuntos humanitários, Ahmad Muhammad Harun e o próprio presidente? Mesmo sob o amparo do Conselho de Segurança, a falta de cooperação era esperada e inevitável. Mesmo assim, em 2 de maio de 2008, o TPI expede mandato de prisão por crimes contra a humanidade e de guerra contra Harun e vai além ao expedir mandado de prisão contra Omar Hassan Ahmad al-Bachir, nada menos que o presidente da República do Sudão. Pela primeira vez na história um chefe de governo em exercício é acusado por crimes internacionais, no caso crime de genocídio contra as etnias four, masalit e zaghawa, crimes contra a humanidade e crimes de guerra.

Muitos argumentarão que o julgamento do presidente do Sudão amea-

çará a paz local, como já foi suscitado pela Liga Árabe; outros reclamarão a suspensão do processo pelo Conselho de Segurança e ainda alguns simplesmente dirão que o TPI não obterá a necessária cooperação para executar essa decisão. Muito está em jogo nesse *leading case*. A prisão de quem utiliza o aparelho de Estado na qualidade de líder máximo para cometer crimes internacionais interromperá e evitará novos crimes, ao menos sob sua orientação e de seus principais aliados, se igualmente detidos. Seu regime político será considerado criminoso e politicamente enfraquecido e, embora haja possibilidade de irromperem movimentos de violência associados a essas prisões, provavelmente não será um quadro pior do existente. Especialmente, se a sociedade internacional se conscientizar que não há paz sem justiça nem justiça sem paz e, ao invés de garantir a impunidade de autor de crime de massa, promova projeto desenvolvimentista no Sudão. Essas funções executivas não podem ser cobradas da justiça internacional penal, que é um complemento das justiças internas, não de seus executivos.

Quanto ao TPI, caberá julgar os grandes responsáveis pelos crimes internacionais, não reconhecendo anistias ou defesa por obediência hierárquica, bem como desencadear processo reparatório às vítimas e nutrir-se de novas experiências de justiça internacional, especialmente as que acentuam o valor da memória coletiva<sup>80</sup>.

<sup>79</sup> Resolução 1593, de 31 de março de 2005.

<sup>80</sup> HENHAM, Ralph. "International Sentencing in the Context of Collective Violence", *International Criminal Law Review*, n. 7, 2007, pp. 449-468.

Outros pesados desafios virão, como enfrentar forças hegemônicas, o que poderá ocorrer num momento próximo com os dossiês da procuradoria do TPI sobre as situações no Iraque,

no Afeganistão e na Geórgia. A nosso favor? *L'empire des changements* de Moynier, que possui o tempo e a reflexão histórica como aliados.

ENERGIA ELÉTRICA





# TRANSFORMAÇÕES RECENTES DA MATRIZ BRASILEIRA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CAUSAS E IMPACTOS PRINCIPAIS

Por:

Omar Alves Abbud<sup>1</sup>

Marcio Tancredi<sup>2</sup>

## Resumo

O Brasil tem o maior potencial hidrelétrico do mundo, metade do qual ainda por aproveitar. Entretanto, essa imensa reserva – barata e ambientalmente segura – está sendo cada vez menos utilizada, passando o abastecimento a depender cada vez mais de fontes térmicas, caras e poluentes. O esforço feito a partir de 1995 para abrir o setor elétrico ao investimento privado, no geral bem sucedido, sofreu significativa solução de continuidade entre 2003 e 2006, função do processo relativamente longo de revisão do modelo setorial empreendido pelo Governo. Na retomada, contudo, ficou evidente que as estratégias dos variados setores contrários à solução hidrelétrica conseguiram, na prática, estabelecer um “veto branco”, se não às usinas, ao menos à construção de reservatórios, aos quais foram impostas severas restrições. Com isso, perde o País qualidade e eficiência em seu sistema de geração de energia elétrica; perdem as atividades econômicas ribeirinhas por não ver regularizado o fluxo dos rios; perdem os consumidores, que estão pagando mais pela energia; e perde o meio ambiente, em função da crescente dependência da termeletricidade. Urge discutir esse virtual “veto branco” feito às hidrelétricas e aos seus reservatórios, registrando em corpo normativo apropriado as definições por fim alcançadas, após percorridos os caminhos regulares de tomada de decisão no âmbito do Estado.

## Resumo Executivo

O Brasil tem o maior potencial hidrelétrico do mundo, do qual a metade ainda está por aproveitar, o que lhe confere uma vantagem comparativa excepcional. Entretanto, essa imensa reser-

<sup>1</sup> Jornalista e Consultor Legislativo do Senado Federal.

<sup>2</sup> Engenheiro, Bacharel em Filosofia, Pós-Graduado em Gestão Empresarial e Consultor Legislativo do Senado Federal.

va, de caráter renovável, está sendo utilizada cada vez menos, enquanto o abastecimento de energia elétrica passa a depender cada vez mais de fontes térmicas, mais caras e mais poluentes.

Este trabalho é uma tentativa de entender por que isso está ocorrendo, com base em fatos e dados, sempre que possível, oriundos de fontes oficiais. Para isso, foi necessário documentar e analisar a transformação que está ocorrendo na matriz de geração de energia elétrica brasileira, a partir de 2003, bem como examinar as políticas públicas que norteiam o setor elétrico e seu impacto sobre essa mudança.

A falta de recursos interrompeu os investimentos governamentais no setor já na década de 1980. Além disso, entre 1988, quando a Constituição abriu a possibilidade de concessão de serviços públicos, e 1995, quando foram aprovadas as Leis nºs. 8.987 e 9.074, nenhuma concessão nova para empreendimento de geração de energia elétrica no País foi outorgada por falta de legislação que regulamentasse o dispositivo constitucional. Estavam lançadas as sementes da crise de abastecimento que se abateria sobre o País em 2001.

Em 1995, foi finalmente aprovada a regulamentação que assumiu como um de seus objetivos principais permitir a participação da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro, mecanismo considerado necessário para financiar a expansão da capacidade de geração nacional. Foi imple-

mentada, também por essa época, a venda das estatais do setor, objeto de intensa polêmica. A primeira empreitada teve êxito; a segunda, nem tanto, como se sabe.

No total, entre 1996 e 2002, foram licitados ou leiloados aproveitamentos hidrelétricos que somavam 12.144,6 MW – uma média de 1.734 MW por ano. Nesse mesmo período entraram em operação 12.319 MW oriundos de novas usinas hidrelétricas, aí incluídas, naturalmente, as que se encontravam em obras antes de 1996, numa média de 1.759,9 MW por ano. Desse esforço resultou que entre 1996 e 2002 – incluída a energia de empreendimentos cujas obras já estavam em andamento em 1996 – entraram em operação 20.576 MW, o que representa uma média de 2.939,42 MW por ano.

Nesse mesmo período, começaram a ser igualmente licitadas novas linhas de transmissão e estações de transformação destinadas a ampliar e reforçar a Rede Básica de Transmissão. Entre 1996 e 2002, considerando-se as obras que já vinham em andamento anteriormente a esse período, foram agregados novos 11.144 quilômetros de linhas à Rede, o que contribuiu para aumentar a segurança do sistema.

O Governo do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva assumiu em 2003 com algumas preocupações fundamentais: garantir o abastecimento do País, a universalização do serviço de energia elétrica e a modicidade tarifária, além de corrigir o que entendia como deficiências existentes no setor elétrico, algumas delas diagnosticadas pela

Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, instituída em 2001. Mas as autoridades sabiam que precisavam, simultaneamente, assegurar remuneração justa aos investidores privados, como forma de preservar o aporte de recursos financeiros ao setor.

Entretanto, o mero anúncio da mudança da legislação, em fevereiro de 2003, gerou a imediata suspensão dos investimentos privados. Ninguém, de fato, aceitou o risco de aportar recursos no setor sem conhecer em definitivo o conteúdo das regras que alterariam seu funcionamento. As Medidas Provisórias editadas em dezembro de 2003 só se transformaram em lei em 15 de março de 2004, após duros embates no Congresso.

Esse efeito protelatório, contudo, prolongou-se, no mínimo, até a metade de 2004, quando a edição do Decreto nº 5.163/2004, de 30 de julho, completou as alterações pretendidas pelo Governo, e os empresários do setor puderam avaliar concretamente o sentido e a extensão das mudanças, entre as quais constava a exigência de obtenção de licenciamento ambiental prévio ao lançamento dos processos licitatórios.

O hiato entre os leilões de aproveitamentos hidrelétricos foi de aproximadamente três anos e cinco meses, no período de julho de 2002 a dezembro de 2005, quando foram retomados de forma ainda tímida. Em consequência, foi inevitável o aumento da participação de usinas térmicas na geração de energia elétrica. Outro efeito negativo advindo da delonga na lici-

tação de aproveitamentos hidrelétricos foi o despacho da geração fora da ordem de mérito econômico, como se verá adiante.

Vale registrar, ainda, que, no período entre 2003 e 2008, ou seja, já posteriormente à mudança da legislação, entrou em operação um total de 20.767 MW, uma média de 3.461 MW por ano. Desses, entretanto, somente 9.543,97 MW eram provenientes de fontes hidráulicas, o que significa uma média anual de 1.590 MW. Estão incluídos nesses totais os empreendimentos que já estavam em obras antes de 2003.

É significativo o fato de que todas as hidrelétricas que entraram em operação entre 2003 e 2008 foram justamente as que haviam sido leiloadas até julho de 2002. Isso ilustra de modo eloquente o tempo que separa a licitação de uma usina hidrelétrica da sua entrada em operação.

Cabe observar, também, que as hidrelétricas licitadas de 2003 para cá são praticamente todas a fio d'água ou com pouquíssima capacidade de reservação. Com isso, a participação térmica vem se ampliando na matriz brasileira de energia elétrica, com impactos previsíveis sobre os preços e sobre o ambiente, com destaque para as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) pelas usinas térmicas.

O crescimento da participação da geração térmica na matriz brasileira de geração de energia elétrica não começou, entretanto, nos leilões introduzidos pela nova legislação aprovada pelo Congresso em 2004. Ele data

da instituição do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), cujos efeitos começam a se manifestar já a partir de 2001.

As dificuldades de licitação de aproveitamentos hidrelétricos a partir de 2003 não podem ser atribuídas exclusivamente à introdução do Licenciamento Ambiental Prévio como requisito para o leilão de novos aproveitamentos. Na verdade, implantou-se, no País, um clima desfavorável ao licenciamento de usinas hidrelétricas, do qual é exemplo atual a Usina de Belo Monte, projeto iniciado nos anos 1970, que o Governo ainda vinha se esforçando por licitar em 2009. Esse clima é mantido por meio de um eficiente trabalho de comunicação realizado por ONGs ambientalistas, indígenas, celebridades internacionais, e por determinados movimentos sociais, tais como o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB). Eles têm sido extremamente eficientes para mobilizar a imprensa e a opinião pública contra a construção de usinas hidrelétricas, em geral, e, em especial, contra aquelas dotadas de reservatórios d'água.

Esse ambiente contribui para que procuradores e promotores façam também uma aberta e persistente litigância contra a construção de hidrelétricas, muitas vezes calcada em argumentos de duvidosa pertinência, mas que são frequentemente acolhidos pelo Judiciário, gerando atrasos e protelando o licenciamento das obras.

Exemplo disso é a prática de denúncia judicial requerendo a respon-

sabilização pessoal de servidores públicos pela concessão de licença ambiental a empreendimentos hidrelétricos. As ações visam intimidar especificamente os servidores dos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental.

Todas essas condicionantes vem causando grande morosidade no licenciamento ambiental de usinas hidrelétricas, enquanto as termelétricas são facilmente licenciadas. Não há pressões, nem campanhas contra essa modalidade de geração, de característica notadamente poluente. A restrição mais relevante à concessão de licença ambiental para as termelétricas foi a edição, em 2009, da Instrução Normativa nº 7, do IBAMA, que criou contrapartidas mitigatórias, e se encontra embargada por determinação da Justiça.

A consequência desse quadro é a expansão da base termelétrica na matriz de geração de energia elétrica, prevista, inclusive, no Plano Decenal de Expansão 2008-2017 (PDE 2008-2017), do Ministério de Minas e Energia. De acordo com o Plano, a capacidade instalada termelétrica do Sistema Interligado Nacional sofrerá um acréscimo de 104% no período 2008-2017, passando de 15.543 MW, em 2008, para 31.553 MW, em 2017. Serão 16.010 MW a mais de energia dessa origem no Sistema.

Segundo o plano, e em decorrência da expansão das térmicas, as usinas hidrelétricas (UHE) corresponderão a apenas 71% da capacidade instalada nacional em 2017, uma queda de 8,6

pontos percentuais em relação ao que representavam em 2008. A situação melhora quando a evolução das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) no mesmo período é levada em conta, reduzindo-se a queda do conjunto da geração hídrica para a casa dos 7 pontos percentuais.

O aumento da participação térmica na matriz brasileira de eletricidade preocupa também por seus impactos no preço ao consumidor final. A hipótese de atraso na construção de hidrelétricas analisada no PDE 2008-2017 estima em mais de R\$ 2 bilhões o impacto desses custos na operação total do sistema; para o consumidor, entretanto, esse valor resulta ainda maior, em razão dos inúmeros acréscimos que o custo da geração sofre até chegar a compor a conta de luz.

Também a PSR Consultoria, empresa especializada no setor energético, prevê um aumento real de 22% na tarifa média de energia, 55% dos quais decorrentes da contratação de usina térmicas por disponibilidade. Caso o volume de geração dessas usinas seja superior ao previsto, o percentual de aumento tende a ser ainda maior.

Acresce em importância o fato de que, por força da metodologia de comparação adotada nos leilões por disponibilidade, as usinas a óleo vêm obtendo um desempenho muito bom, quando comparadas às outras fontes térmicas. Esse quadro, decerto paradoxal, refere-se em especial ao fato de que, como elas têm baixa probabilidade de acionamento, acabam por se tornarem mais atrativas, em vista de

sua relativamente menor exigência de investimento inicial. Essa menor exigência, por sua vez, permite que se possam oferecer lances menores para o preço da energia, nos leilões, o que exerce grande influência no resultado final das licitações.

Sendo necessário o seu acionamento, entretanto, mesmo seguindo a ordem de mérito de preço, a situação se inverte completamente. Quando há despacho fora da ordem, os impactos negativos tendem a se mostrar ainda mais graves.

Outra decorrência da pressão ambientalista contra a construção de usinas com reservatórios é a perda gradual da capacidade de regularização plurianual do sistema hidrelétrico. Essa regularização decorre do fato de que o conjunto dos reservatórios das hidrelétricas de todo o País pode armazenar água nos períodos chuvosos para gerar energia elétrica nos períodos secos, isso, inclusive, de um ano para o outro.

O Diretor-Geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Hermes Chipp, alertou para a redução da capacidade de regularização plurianual do sistema. Chipp mostrou dados que indicam que a relação entre a toda a energia armazenável (em MWmédios) em forma de água nos reservatórios e a demanda nacional (também em MWmédios) apresentou, em números aproximados, queda de 6,7, em 2000, para 4,5, em 2012.

Mário Veiga e Rafael Kelman estimam, por sua vez, que haverá uma

perda na capacidade de regularização do sistema hidrelétrico da ordem de 10%, entre 2010 e 2020. Essa perda terá que ser compensada pela construção de termelétricas, o que implica em aumento das emissões de GEE. Os autores afirmam que cada 1% de perda da capacidade de regularização equivalerá a um aumento de 23% nas emissões.

A dependência de usinas termelétricas para assegurar o abastecimento nacional foi enormemente evidenciada quando houve atraso no início da estação chuvosa 2007/2008. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) baixou a Resolução nº 8/2007, autorizando o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a acionar extraordinariamente usinas termelétricas fora da ordem do mérito econômico, com vistas à garantia do suprimento energético, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Com base nessa autorização, 42 usinas térmicas foram chamadas a gerar já a partir de janeiro de 2008. Foi produzido um montante de 12,23 milhões de MWh, a um custo total de R\$ 2,14 bilhões, durante o ano de 2008, e 2,17 milhões de MWh, ao custo de R\$ 157,50 milhões, até junho de 2009. O preço médio da geração fora da ordem de mérito ficou em R\$159,90/MWh, valor esse ao qual deve ser somado o custo de geração vigente no mercado livre, parcela que cresce sobremodo justamente nos momentos de escassez, tornando ainda mais significativo o preço final da energia assim produzida.

A interrupção dos leilões de novos aproveitamentos hidrelétricos, entre julho de 2002 e dezembro de 2005, e a pequena potência de origem hídrica licitada até 2007 (1.415,35 MW) – quando foi leiloado o aproveitamento hidrelétrico Santo Antônio –, teve duas justificativas, segundo as autoridades: a dificuldade de obtenção da Licença Ambiental Prévia e a falta de estoque de aproveitamentos hidrelétricos em condições de serem licitados.

Entre 1998 e 2002, foram aprovados pela ANEEL inventários de bacias hidrográficas que totalizaram 33.180 MW. No mesmo período, haviam sido aprovados estudos de viabilidade de novos aproveitamentos hidrelétricos que somavam quase 10.300 MW de capacidade instalada. A maioria dos aproveitamentos que compunham esses 10.300 MW foram licitados até julho de 2002, quando foi realizado o último leilão sob a legislação até então vigente. Restaram apenas 757 MW a serem leiloados, dos quais 233 MW seguem sem licenciamento ambiental até hoje.

Essas recentes mudanças na matriz de geração de energia elétrica brasileira têm consequências ambientais que precisam ser examinadas. As ameaças ao meio ambiente são de natureza diversificada, mas vêm tomando dimensões cada vez maiores a preocupação com a emissão de GEE, cuja redução foi elevada à categoria de verdadeiro imperativo mundial e ocupou corações e mentes no mundo inteiro durante a 15ª Conferência das Nações Unidas Sobre Mudanças Climáticas (COP 15).

Apenas 1,5% das emissões de gases potencialmente causadores do fenômeno do aquecimento global, no caso brasileiro, provêm do setor elétrico, enquanto, no mundo, 24% provêm dessa atividade. Essa enorme desproporção em favor do Brasil se deve, sem dúvida alguma, ao tipo de composição apresentado pelas respectivas matrizes de geração.

Entretanto, as emissões de CO<sub>2</sub> geradas por usinas térmicas, no Brasil, aumentaram 122% no período entre 1994 e 2007, notadamente a partir de 2000. Elas cresceram de 10,8 milhões, em 1994, para 24,1 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, em 2007, de acordo com estimativa divulgada pelo Ministério do Meio Ambiente. Nesse período, a capacidade instalada de térmicas cresceu 202%, passando de 7.051 MW para 21.324 MW.

O PDE 2008-2017 prevê, no que convencionou chamar de configuração de referência – situação em que não haveria atrasos na licitação de hidrelétricas –, um aumento da emissão de GEE para um patamar de 39,3 Mt de CO<sub>2</sub> equivalente em 2017, decorrente da geração de 5.998 MW med a partir de combustíveis fósseis. Esse número representa um aumento de cerca de 172% em relação às emissões de 2008, que alcançavam 14,43 Mt de CO<sub>2</sub> equivalente.

Na primeira alternativa à configuração de referência prevista pelo PDE, os atrasos das hidrelétricas forçariam o crescimento da geração a partir de combustíveis fósseis, com um aumento de emissões de GEE de 87%. Na se-

gunda alternativa, o total de emissões de GEE das termelétricas deverá atingir aproximadamente 74 Mt de CO<sub>2</sub>eq., em 2017, o que representará um aumento de cerca de 90% em relação à configuração de referência.

No que diz respeito à emissão de GEE pelas hidrelétricas, há um interessante projeto, denominado O Balanço de Carbono nos Reservatórios de Furnas Centrais Elétricas S.A., que vem sendo conduzido em dez usinas pertencentes à estatal, com duração prevista de cinco anos. Os primeiros resultados do projeto mostram que os lagos formados por hidrelétricas “jovens”, isto é, com seis a dez anos de operação, pouco contribuem para o aumento do efeito estufa, em comparação com uma usina termelétrica de igual potência. A emissão de carbono por MW gerado é cem vezes menor. Mais ainda, foram observados reservatórios maduros que, em alguns momentos, mais absorvem que emitem carbono.

Os resultados parciais da pesquisa mostram ainda que o metano (CH<sub>4</sub>), cujo potencial de contribuir para o aquecimento global é 21 vezes superior ao do CO<sub>2</sub>, representa uma parcela muito pequena da emissão. As quantidades de carbono retido no sedimento são maiores que as emitidas sob a forma de CH<sub>4</sub>, principalmente nos reservatórios mais antigos, que, segundo os pesquisadores, funcionam como verdadeiros sumidouros de carbono.

Mas a solução para as emissões de GEE pelas hidrelétricas é simples. Ele reside no cumprimento da Lei nº 3.824/1960, a “Lei da Destoca”. Essa

Lei torna obrigatória a destoca e a limpeza das bacias hidráulicas dos açudes, represas ou lagos artificiais construídos pela União, pelos Estados, pelos Municípios ou por empresas particulares que gozem de concessões ou de quaisquer favores concedidos pelo Poder Público.

No que diz respeito ao desmatamento causado por hidrelétricas, de acordo com a EPE, 0,22% da parte brasileira do bioma amazônico são hoje ocupados por hidrelétricas em operação, e 0,03% poderão vir a sê-lo, pelo conjunto de usinas futuras. Assim, todas as usinas hidrelétricas existentes e a serem construídas ocupariam menos de 10.500 km<sup>2</sup> de floresta, ou seja, apenas 0,16% de todo o bioma amazônico, se incluída a sua parte situada em território estrangeiro.

Entre agosto de 2007 e julho de 2008, as queimadas destruíram 12.911 km<sup>2</sup> da Floresta Amazônica, segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Em toda a série de registros de queimadas, iniciada em 1988, a menor taxa foi registrada em 1991 (11.030 km<sup>2</sup>).

Isso significa que a área total a ser ocupada pelos reservatórios de todas as usinas instaladas e potencialmente instaláveis na Amazônia brasileira permanece inferior àquela que foi desmatada em 1991 – ano em que menos se queimou a floresta em toda a série acompanhada pela INPE.

O aumento da participação da energia de origem térmica na matriz de geração brasileira também afetará os

preços ao consumidor, até porque a estratégia de prevenção de riscos de desabastecimento também se baseia em termelétricidade – a altos custos, como comprovaram os despachos fora da ordem de mérito, em 2008 e 2009.

Outra consequência do aumento da geração térmica, de caráter pouco evidente, é que a capacidade de reserva das usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional está decaindo. Em decorrência, o Brasil, cujo parque gerador já ostentou um alto índice de capacidade de regulação plurianual em passado relativamente recente, sinônimo de segurança do abastecimento, está perdendo essa grande vantagem comparativa.

Mais do que perder o poder de manejo das naturais variações do regime hidrológico, em benefício da barata e regular geração de energia, e de mitigar ou evitar enchentes, na proteção das populações e atividades econômicas ribeirinhas, isso significa desperdiçar parte não trivial do grande potencial hidrelétrico brasileiro ainda por explorar. É um quadro grave – até porque vem se consolidando à margem de qualquer amparo normativo mais bem definido e, o que é pior, de modo muito pouco transparente para a sociedade.

Parece, também, que o embate entre a urgente necessidade de contratar novos empreendimentos hidrelétricos, de um lado, e, de outro, a forte oposição que vários grupos de pressão se lhe opõem, acabou por instituir uma “política pública de fato”, que não encontra amparo na Lei.

Essa “política pública de fato”, que determina a construção de usinas hidrelétricas sem reservatórios (a fio d’água) – prejuízo que nunca mais poderá ser reparado, porque, ao menos num horizonte de tempo previsível, não se destruirá uma usina para construir outra com reservatório, em seu lugar –, está em confronto com o conceito de aproveitamento ótimo, claramente estabelecido na Lei, mas que não vem sendo cumprido, em face de um insuperável veto branco oposto aos reservatórios.

Registramos, a seguir, algumas sugestões relativas ao que fazer, em nosso entendimento, para impulsionar o início do processo de correção dessa distorção.

É fundamental que – tendo em vista disposição da Constituição Federal no sentido de que os potenciais de energia hidráulica são patrimônio da União e, portanto, de todos os brasileiros – se institua, por Lei, um conjunto explícito de políticas para seu aproveitamento, no Brasil, com base em diretrizes objetivas acerca de temas como:

- aproveitamento ótimo do potencial hidrelétrico das bacias;
- critérios para dimensionamento da reservação, em barragens;
- metodologia oficial de prevenção e manejo de riscos;
- métodos de acolhida das fontes alternativas de produção de energia no sistema brasileiro; e

- normas de transparência na divulgação dos custos do sistema e na imposição de gravames por subsídio, entre outras.

Além disso, é importante delegar à ANEEL, em Lei, a competência para definir o aproveitamento ótimo das bacias hidrográficas, de acordo com diretrizes igualmente estabelecidas na legislação. A Agência executa a atividade, hoje, a título quase precário, por força de decreto presidencial.

## Índice Analítico

Introdução. 1. Hidrelétricas: uma riqueza inestimável. 2. Um breve histórico da geração de energia elétrica no Brasil. 3. A alteração da legislação. 4. O aumento da participação térmica na matriz de geração. 5. A perda da capacidade de regularização do sistema. 6. O despacho fora da ordem de mérito econômico. 7. A licitação de aproveitamentos hidrelétricos. 8. Os impactos ambientais da geração de energia elétrica. 9. Conclusão

## INTRODUÇÃO

Uma das maiores riquezas energéticas do Brasil é o seu potencial de geração de energia elétrica a partir de fontes hídricas e, portanto, renováveis. De acordo com o último inventário, realizado em 1992, temos o maior potencial hidrelétrico do mundo, do qual a metade ainda está por aproveitar.

Contudo, apesar de dispormos dessa imensa reserva de fonte renovável,

os dados disponíveis mostram que a estamos utilizando cada vez menos, e passando, cada vez mais, a gerar energia elétrica a partir de fontes térmicas, mais caras e mais poluentes.

O presente trabalho é uma tentativa de entender por que isso está ocorrendo, com base em fatos e dados, quase todos oriundos de fontes oficiais<sup>3</sup>. Também procuramos documentar e analisar a transformação que está ocorrendo na matriz de geração de energia elétrica brasileira, a partir de 2003, bem como examinar as políticas públicas que norteiam o setor e seu impacto sobre essa matriz.

A motivação para esta investigação esteve, desde sempre, na nossa perplexidade diante do que nos parecia ser uma escolha antieconômica e irracional do ponto de vista ambiental. No momento em que o mundo parece convergir para a ideia de que é preciso reduzir as emissões de gases de efeito estufa, ampliar a participação do setor elétrico nessas emissões soa como um absurdo desnecessário.

O estudo do tema aqui introduzido encontra-se dividido em nove seções, além desta introdução. As duas primeiras se destinam a situar o leitor em relação à importância do setor hidrelétrico brasileiro e ao seu histórico mais recente. A terceira apresenta as principais alterações do modelo setorial trazidas pela revisão iniciada em 2003. As três seções seguintes abordam problemas que vêm ganhando crescente re-

levo, no contexto setorial – o aumento da participação termelétrica na matriz de eletricidade, a perda de capacidade de regularização do sistema e o despacho fora da ordem de mérito econômico. A sétima seção apresenta, ainda que resumidamente, os mecanismos de licitação e contratação dos aproveitamentos hidrelétricos, enquanto a oitava, os impactos ambientais decorrentes das modalidades hídrica e térmica de geração de energia elétrica.

Deste trabalho emergem, finalmente, algumas conclusões relevantes, que, a nosso ver, merecem atenção das autoridades, e estão registradas em seu capítulo final, o décimo, na forma de questionamentos e de recomendações.

Em nossa jornada contamos com a sempre paciente e atenciosa ajuda dos Superintendentes e técnicos das Superintendências de Gestão e Estudos Hidroenergéticos, de Regulação dos Serviços de Geração, de Fiscalização de Serviços de Geração, de Regulação Econômica, de Concessões e Autorizações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a quem muito agradecemos. Somos gratos também aos colegas Ivan Dutra Faria, que nos incentivou e auxiliou na discussão das questões ambientais, e Edmundo Montalvão, pelo estímulo constante e pela preciosa e competente revisão.

## 1. HIDRELÉTRICAS: UMA RIQUEZA INESTIMÁVEL

O Brasil tem o maior potencial hidrelétrico do mundo: 260 mil MW, de

<sup>3</sup> Os dados contidos neste trabalho são preferencialmente oriundos de fontes oficiais, como Ministério de Minas e Energia, Agência Nacional de Energia Elétrica e Empresa de Pesquisa Energética. Quando não, as fontes estão sempre indicadas.

acordo com o último inventário realizado no País, em 1992<sup>4</sup>. Para dar uma idéia dessa grandeza, Itaipu – ainda hoje a maior hidrelétrica do mundo naquilo que verdadeiramente interessa, a quantidade de energia gerada – tem uma potência instalada de 14 mil MW. Em 2008, quando bateu seu recorde histórico, a usina produziu energia suficiente para suprir todo o consumo mundial, por dois dias, ou o de 23 cidades do porte da grande Curitiba, por um ano<sup>5</sup>.

Do potencial brasileiro, cerca de 30% se transformaram em usinas ou se constituíram em aproveitamentos hidrelétricos outorgados. O País tem, hoje, uma potência instalada de cerca de 78 mil MW e o potencial passível de aproveitamento é estimado em 126 mil MW, de acordo com o Plano Nacional de Energia 2030, mais de 70% dele localizados nas Bacias do Amazonas e do Tocantins/Araguaia<sup>6</sup>.

Em razão da própria história do desenvolvimento econômico nacional, a exploração dos cursos d'água para geração de energia em projetos de grande porte ocorreu inicialmente nas regiões Sudeste e Sul do País, tendo chegado ao Norte somente em 1984, com a Usina de Tucuruí (a Usina Coaracy Nunes, no Amapá, com 48 MW, já havia sido inaugurada em 1976), e ao Centro-Oeste, nos anos 90, com a construção da Usina Serra da Mesa (GO), ambas no rio Tocantins.

O Brasil está em terceiro lugar entre os países com maiores potenciais de aproveitamento de energia hidráulica, com 10% da disponibilidade mundial, atrás da China, que dispõe de 13% do total, e da Rússia, que dispõe de 12%. Depois do Brasil, vêm o Canadá, com 7%; o Congo e a Índia, com 5%, cada; e os Estados Unidos, com 4%<sup>7</sup>.

O Brasil é o segundo maior consumidor de energia hidrelétrica do mundo, atrás apenas da China, seguido por Canadá, Estados Unidos, Rússia, Noruega, Índia, Venezuela, Japão e Suécia. Sua participação no consumo mundial de hidroeletricidade é de 11,9%, contra 15,4% da China e 11,7% do Canadá.

Todos esses dados e informações servem para demonstrar um fato inquestionável: o Brasil tem uma vantagem comparativa excepcional no que diz respeito à produção de energia elétrica. Além de ter pouco mais de 73% da sua atual capacidade de geração oriunda de fonte hidrelétrica<sup>8</sup>, ainda tem chances de triplicar, no futuro, o montante de energia gerada a partir dessa origem.

Mas por que gerar energia elétrica a partir de fontes hídricas representa vantagem tão grande? Em primeiro lugar, porque a energia produzida dessa forma é considerada limpa, num mundo em que a preservação ambiental vem se tornando uma

<sup>4</sup> Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª ed., 2008, Agência Nacional de Energia Elétrica.

<sup>5</sup> Ver [http://www.itaipu.gov.br/?q=pt/node/418&foto=sli\\_faq.jpg](http://www.itaipu.gov.br/?q=pt/node/418&foto=sli_faq.jpg), acessado em 01/10/2009.

<sup>6</sup> Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª ed., 2008, Agência Nacional de Energia Elétrica.

<sup>7</sup> Idem, ibidem.

<sup>8</sup> Ver Banco de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica, em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>, acessado em 01/10/2009.

questão cada vez mais premente e fundamental. Além disso, é a forma mais barata de produção de energia elétrica que se conhece, o que oferece um conjunto imbatível na relação entre custo e impacto ambiental.

Soma-se a tudo isso a possibilidade de estocagem de energia oferecida pelos reservatórios das usinas hidrelétricas, sob a forma de armazenamento de água, o que amplia a segurança do abastecimento, outro ganho excepcionalmente importante. As opções tecnológicas que permitem manter reserva de energia – representadas pelas usinas termonucleares ou movidas a óleo ou gás, cujo combustível pode ser armazenado para consumo futuro – são sempre mais caras e ambientalmente menos vantajosas que a oferecida pelas hidrelétricas.

Ademais, a capacidade de armazenamento sob a forma de água permite a regularização dos fluxos d'água dos rios, evitando efeitos danosos das enchentes, nos períodos de grande pluviosidade.

## 2. UM BREVE HISTÓRICO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Durante o século XX, em todo o mundo, os países andaram em busca da organização da prestação dos serviços de energia elétrica, em razão das inovações que haviam tornado o seu uso viável. Alguns dilemas repetiam-se em toda a parte, nessa tentativa de estruturação. Resumidamente, eles

eram os seguintes: a prestação desses serviços deveria se constituir numa atividade comercial livre ou regulada? A atividade teria cunho meramente comercial ou deveria ser considerada estratégica? Deveria ela ser constituída como serviço público ou entendida como de iniciativa das empresas e das famílias? Se serviço público, deveria ser operada pelo Estado ou pela iniciativa privada? Esse é o debate que vem ocorrendo desde então, ora prevalecendo uma posição, ora outra.

Nas primeiras décadas do século XX, as empresas de energia elétrica eram essencialmente privadas, incluindo-se aí as do Brasil. Na década de 1930, alguns países optaram pela estatização dos serviços. Nos Estados Unidos, sob a orientação do presidente Roosevelt, e no Brasil, por meio do Código de Águas, implantou-se forte regulamentação dos serviços privados, como posição intermediária entre esses extremos.

A partir de meados dos anos 1950 – em razão de conflitos entre o Governo brasileiro e as empresas acerca da fixação de tarifas e, também, da necessidade de prover infra-estrutura para a industrialização –, iniciou-se uma gradual estatização, concluída por volta de 1970, com resultados técnicos positivos e ganhos diversos para o País.

Parte importante desse processo foi a instalação da Eletrobrás, em 1962. A empresa foi idealizada por Getúlio Vargas, que propôs sua criação ao Congresso em 1954, com a atribuição de promover estudos, conceber projetos de construção e gerenciar

operação de usinas geradoras, de linhas de transmissão e de subestações destinadas ao suprimento de energia elétrica do País.

Foi o que fez a estatal federal de maneira bastante competente, durante décadas, diretamente e por meio de suas subsidiárias, construindo hidrelétricas e estabelecendo o Sistema Interligado Nacional, um imenso complexo de estações transformadoras e de redes de linhas de transmissão, chamado de Rede Básica de Transmissão, que conecta os consumidores à maior parte das instalações de geração existentes no País.

O Sistema Interligado Nacional representa um ganho extraordinário para o Brasil, particularmente no que diz respeito à segurança do abastecimento de energia elétrica, já que a energia disponível pode ser distribuída, independentemente do seu local de geração, por quase todo o território nacional, conforme as necessidades de momento.

O Sistema permite que a reservação de água seja feita explorando a complementaridade das estações chuvosas e secas nas diferentes regiões do território nacional, fenômeno que resulta na maior flexibilidade do abastecimento de energia elétrica. É possível, por exemplo, gerar energia elétrica por meio de usinas cujos reservatórios estão cheios na região Sul do Brasil e enviá-la para abastecer o Norte, enquanto os reservatórios das usinas do Norte se enchem, aproveitando a sua estação chuvosa, que ocorre em época diferente daquela da

região Sul. Mais tarde, quando estiver chovendo no Sul, inverte-se a geração e a remessa de energia.

Graças também à sua interconexão, que permite, como visto, a acumulação de mais água nos reservatórios das usinas onde está ocorrendo a estação chuvosa, estima-se que a simples estrutura do Sistema Interligado agregue capacidade adicional de 30% à energia gerada pelas hidrelétricas brasileiras.

A construção das instalações de geração e de transmissão do setor elétrico brasileiro pelas estatais federais foi complementada pelos investimentos próprios de alguns Estados da Federação, notadamente São Paulo, Minas Gerais e Paraná. Esses Estados constituíram suas próprias empresas geradoras, integrando-as ao Sistema Interligado Nacional. Em quase todos os Estados foram constituídas empresas estaduais de distribuição de energia elétrica, algumas delas fruto de encampação ou desapropriação de empresas privadas, na sua maioria estrangeiras.

Assim, estruturado basicamente pelo Estado, não sem percalços ou distorções, o setor elétrico brasileiro supriu de maneira bem-sucedida, durante quase três décadas, as necessidades de energia elétrica do Brasil, permitindo o seu desenvolvimento econômico e social. Até que, na virada da década de 1990, o modelo de financiamento da expansão do setor se esgotou.

Como descrito no relatório final da Comissão Especial Mista do Congres-

so Nacional destinada a estudar as causas da crise de abastecimento de energia no país, bem como propor alternativas ao seu equacionamento (Requerimento nº 73/2001-CN)<sup>9</sup>, concluído em 2002, o financiamento da expansão do setor elétrico brasileiro apoiava-se, até certo momento, em recursos orçamentários, em empréstimos externos e na receita própria do setor. A crise da dívida pública, que se agravou na década de 1980, impediu os investimentos orçamentários, bem como a tomada de novos recursos pelas empresas estatais. Somou-se a isso uma enorme inadimplência intrasetorial, da ordem de US\$ 26 bilhões, posteriormente repassada ao Tesouro Nacional, mediante legislação aprovada pelo Congresso Nacional, em 1993.

Essa inadimplência, vale registrar, decorreu basicamente da tentativa de fazer da política tarifária um mecanismo de contenção da inflação, e do fato de que as distribuidoras estaduais frequentemente deixavam de honrar o pagamento das aquisições de energia feitas junto às geradoras federais, valendo-se de influência política.

Os números referidos no relatório da Comissão não deixam dúvidas sobre o que ocorreu. “Os investimentos majoritariamente públicos, que, no período de 1980 a 1989, eram sempre superiores a US\$ 10 bilhões por ano, tendo chegado a US\$ 15,1 bilhões e US\$ 15,4 bilhões em 1982 e 1987, respectivamente, caíram para uma média de US\$ 6,5 bilhões por ano entre 1990 e 1999, tendo descido a US\$ 4,3

bilhões e US\$ 4,7 bilhões em 1995 e 1996, respectivamente.”

A falta de recursos interrompeu os investimentos governamentais no setor. Ao mesmo tempo, ainda que a Constituição de 1988 houvesse previsto a concessão de serviços públicos em seu art. 175, isso ainda não podia ser feito, por falta da legislação necessária. Assim, entre 1988 e 1995, quando foram finalmente aprovadas as Leis nºs. 8.987 e 9.074, nenhuma concessão nova para empreendimento de geração de energia elétrica no País foi outorgada para produção independente. Estavam lançadas as sementes da crise de abastecimento que se abateria sobre o País em 2001.

Em 1995, o governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso conseguiu aprovar no Congresso a referida legislação, que tinha como um dos objetivos principais permitir a participação da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro, única forma julgada viável de aportar financiamento para a imprescindível expansão da capacidade de geração nacional. Foi implementada, também por essa época, a venda das estatais do setor, assunto que foi objeto de intensa polêmica. A primeira empreitada teve êxito, verificando-se forte ingresso de capital privado no setor; a segunda, ficou restrita à venda das empresas de distribuição.

Essa legislação determinou uma enorme reestruturação do setor. Os investimentos privados, nacionais e estrangeiros, começaram a fluir para os empreendimentos de geração, em

<sup>9</sup> A Crise de Abastecimento de Energia Elétrica, Relatório, 2002, Senado Federal.

razão das novas condições de investimento. Havia regras claras, estabelecidas em lei, disciplinando o funcionamento do setor elétrico brasileiro; isso criava segurança jurídica suficiente para que os investidores privados se decidissem a investir em um segmento complexo, com enormes exigências de financiamento, intensivo em capital e de retorno a longo prazo.

Novas hidrelétricas começaram a ser licitadas. Vinte e duas obras de concessões anteriormente outorgadas foram iniciadas ou retomadas, num total de 11.549 MW, dos quais 10.489 MW provenientes de hidrelétricas e 1.060 MW de térmicas, segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica. A participação do investimento privado nesses empreendimentos chegou, em média, a 2/3, contra o mínimo de 1/3 que havia sido inicialmente exigido pela legislação.

Os processos licitatórios de aproveitamentos hidrelétricos foram acelerados. Era necessário cobrir a lacuna de investimentos aberta entre o fim da década de 1980 e meados da década de 1990. A licitação dos aproveitamentos hidrelétricos era feita na forma de maior lance ofertado pelo Uso de Bem Público (UBP). A principal vantagem dessa forma de concessão era a arrecadação de recursos para o Tesouro, o que, à época, era importante para ajudar as combalidas finanças da União. A principal desvantagem era o encarecimento da energia produzida pelas hidrelétricas, já que o lance ofertado pelo UBP entrava, naturalmente, no cálculo do seu custo de produção.

Em 1996 e 1997, ainda em regime de concorrência pública, sob a responsabilidade do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNA-EE) do Ministério de Minas e Energia, foram licitados 1.185 MW. Em 1998, ano de início de funcionamento da Agência Nacional de Energia Elétrica, foram licitados aproveitamentos hidrelétricos com capacidade de 2.446 MW.

No total, entre 1996 e 2002, foram licitados ou leiloados aproveitamentos hidrelétricos que somavam 12.144,6 MW – uma média de 1.734 MW por ano, segundo dados da ANEEL. Nesse mesmo período entraram em operação 12.319 MW oriundos de novas usinas hidrelétricas, aí incluídas, naturalmente, as que se encontravam em obras antes de 1996, numa média de 1.759,9 MW por ano.

Havia todo um conjunto de condições a favorecer a expansão da oferta de energia elétrica nesse período. Uma delas, em particular, ajudava bastante os empreendimentos de novas usinas hidrelétricas: não havia a exigência de Licença Prévia para que os aproveitamentos hidrelétricos pudessem ser leiloados.

Em paralelo aos leilões de aproveitamentos hidrelétricos, houve outros movimentos, destinados a aumentar a oferta de energia elétrica e, em última análise, a garantir o abastecimento nacional. Foram autorizadas muitas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), segundo o rito simplificado previsto pela legislação, e várias termelétricas (UTE), das quais nos

ocuparemos com mais detalhes mais adiante. Desse esforço resultou que entre 1996 e 2002 – incluída a energia de empreendimentos cujas obras já estavam em andamento em 1996 – entraram em operação cerca de 20.576 MW<sup>10</sup>, o que representa uma média de 2.939,42 MW por ano.

Nesse mesmo período, começaram a ser igualmente licitadas novas linhas de transmissão e estações de transformação destinadas a ampliar e reforçar a Rede Básica de Transmissão, o que permitiu o aporte de investimentos privados também nesse segmento da atividade, de forma mais ou menos similar ao que ocorria com a geração. Entre 1996, considerando-se as obras que já vinham em andamento, e 2002, foram agregados novos 11.144 quilômetros<sup>11</sup> de linhas à Rede, o que contribuiu para aumentar a segurança do sistema.

Neste ponto, é relevante abrir parênteses para lembrar que entre a licitação de um aproveitamento hidrelétrico e a sua efetiva entrada em operação costumam decorrer pelo menos três anos, prazo que cresce com o crescimento do tamanho do empreendimento. Usinas grandes podem levar seis ou mais anos para operar plenamente. Uma termelétrica costuma ficar pronta em até dois anos; e as linhas de transmissão levam, em média, entre seis meses e dois anos para

serem erguidas, dependendo da sua extensão e complexidade.

Aqui também é importante levantar uma questão especialmente crucial para este trabalho. A segurança do abastecimento, num sistema hidrotérmico, como é o brasileiro, pode ser ampliada basicamente de duas formas: a) por meio de um sistema de usinas hidrelétricas que disponham de reservatórios capazes de armazenar água num regime de abastecimento plurianual, como era o sistema brasileiro até a década de 1990; e b) com a construção de usinas termelétricas para funcionar apenas quando faltar geração hidrelétrica ou, preventivamente, em função de um dado nível de risco pré-dimensionado, sob o qual opera o sistema. Evidentemente, quanto maior for a segurança do sistema, maior será o preço da energia, uma vez que qualquer forma de aumento de segurança do abastecimento aumenta o seu custo e tem impacto sobre as tarifas.

Contudo, dadas as dificuldades de licenciamento ambiental que serão expostas adiante, as usinas hidrelétricas vêm sendo construídas sem reservatório, caracterizando as assim chamadas usinas a fio d'água, que também não possuem capacidade de regularização da vazão dos rios e, em consequência, não podem contribuir para mitigar o problema de enchentes. Em razão disso, a segurança do sistema precisa ser estabelecida a partir de outra fonte, normalmente dada pela geração térmica, que acaba por ganhar maior participação na base do sistema de geração, encarecendo tari-

<sup>10</sup> Ver Boletim Energia nº 387, Agência Nacional de Energia Elétrica, [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias\\_boletim/boletins/boletim\\_387.html](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_boletim/boletins/boletim_387.html), acessado em 06/11/2009.

<sup>11</sup> Ver Boletim Energia nº 387, Agência Nacional de Energia Elétrica, [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias\\_boletim/boletins/boletim\\_387.html](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_boletim/boletins/boletim_387.html), acessado em 06/11/2009.

fas e aumentando a geração de gases de efeito-estufa.

A esse propósito, Kelman<sup>12</sup> afirma que há uma complementaridade na geração de fontes hídricas e térmicas, e que para um determinado nível de confiabilidade do sistema há uma proporção ótima de participação de cada uma das fontes. Para ele, isso se deve ao fato de que o custo da geração hidrelétrica cresce rapidamente com o aumento do nível de confiabilidade exigido, porque a importância de eventos extremos na distribuição de probabilidade das afluições aumenta. É importante destacar, também, que as usinas térmicas com menor preço de geração, e, por isso, as mais adequadas a essa benéfica complementaridade, são as térmicas a gás natural.

O sistema hidrelétrico brasileiro já vinha perdendo sua capacidade de reservação plurianual no período entre 1997 e 2000, em razão da falta de construção de novas usinas. Os reservatórios existentes foram sendo esvaziados gradativamente, ano após ano, até que a falta de chuvas no verão de 2000/2001 nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, a pior de uma série de trinta anos, completou o desastre, levando o País ao racionamento de energia elétrica.

Passado o susto inicial, a crise de abastecimento foi bem gerenciada pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. O sistema de racio-

namento utilizado foi inteligente e contou com extraordinária adesão e colaboração da sociedade. Em decorrência, o País aprendeu muito em termos de utilização racional de energia. Isso teve efeitos duradouros no tempo, gerando sobra de energia elétrica no mercado, em razão da redução da demanda nacional. Foi nessas condições que o governo do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva tomou posse, em 2003, com planos para alterar a legislação do setor.

### 3. A ALTERAÇÃO DA LEGISLAÇÃO

O novo Governo assumiu em 2003 com algumas preocupações fundamentais: garantir o abastecimento do País, a universalização do serviço de energia elétrica e a modicidade tarifária, além de corrigir o que entendia como deficiências no setor elétrico, algumas delas diagnosticadas pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Mas as autoridades sabiam que precisavam, simultaneamente, assegurar remuneração justa aos investidores privados, como forma de preservar o aporte de recursos financeiros ao setor.

As intenções do Governo foram claramente explicitadas na Exposição de Motivos da Medida Provisória nº 144/2003:

2. Os objetivos primordiais das mudanças propostas são a correção das deficiências diagnosticadas no Sistema Elétrico brasileiro e a adequação de rumos tomados no passado que comprometeram a eficá-

<sup>12</sup> KELMAN, Jerson, apresentação no Senado Federal em 24/08/2009, com base em dados da PSR Consultoria.

cia do planejamento e inibiram os investimentos na expansão desse Setor, necessários para dar suporte ao crescimento econômico e ao desenvolvimento social do País.

3. Os princípios básicos para um arranjo institucional adequado ao Setor Elétrico devem permitir atender às seguintes finalidades: modicidade tarifária para os consumidores; continuidade e qualidade na prestação do serviço; justa remuneração aos investidores, de modo a incentivá-los a expandir o serviço; universalização do acesso aos serviços de energia elétrica e do seu uso.

Contudo, houve um descompasso relevante entre o anúncio da disposição governamental de alterar as regras de funcionamento do setor elétrico e a divulgação dessas alterações para a sociedade, o que somente ocorreu com a publicação das Medidas Provisórias nº 144 e 145, ambas enviadas ao Congresso em 11 de dezembro de 2003.

Para que se tenha a dimensão desse lapso, basta citar que o Grupo de Trabalho criado pelo Ministério de Minas e Energia “com o objetivo de assessorar na formulação e implementação da reforma institucional do setor elétrico” foi criado no dia 6 de fevereiro de 2003.

O efeito desse descompasso foi a imediata suspensão de novos investimentos. Ninguém, de fato, correria o risco de aportar recursos no setor sem conhecer em definitivo as regras que passariam a reger o seu funciona-

mento. As Medidas Provisórias só se transformaram em lei (Leis nº 10.847 e 10.848, respectivamente) em 15 de março de 2004, após duros embates no Congresso.

Esse efeito, contudo, prolongou-se no mínimo até a metade de 2004, quando a edição do Decreto nº 5.163/2004, de 30 de julho, completou as alterações pretendidas pelo Governo, e os empresários do setor puderam avaliar concretamente o sentido e a extensão das mudanças. A postergação dos investimentos nesse período pode ser claramente percebida pela análise de algumas séries históricas referentes às etapas preparatórias para a licitação de novos empreendimentos hidrelétricos, que serão apresentadas adiante.

Da mesma forma, os leilões de novas linhas de transmissão, igualmente importantes para a garantia do abastecimento, sofreram uma interrupção de cerca de um ano, embora não tenha havido, neste caso, alterações relevantes das regras, em face da redução do consumo de energia que sucedeu a crise de energia. O único fato novo foi que as empresas estatais, subsidiárias da Eletrobrás, puderam voltar a participar dos leilões, o que fizeram associadas minoritariamente à iniciativa privada, fato que não ocorria no período imediatamente anterior. O primeiro leilão de transmissão ocorreu no final de 2003, e os contratos para a construção das linhas foram firmados em 18 de fevereiro de 2004.

É útil fazer um registro das principais alterações introduzidas pela nova legislação que começou a vigorar em

2003. A Lei nº 10.847, de 2005, criou a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com o objetivo de elaborar estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas atribuições legais são as seguintes:

I. realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;

II. elaborar e publicar o balanço energético nacional;

III. identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;

IV. dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;

V. realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;

VI. obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;

VII. elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;

VIII. promover estudos para dar suporte ao gerenciamento da relação reserva e produção de hidrocarbonetos no Brasil, visando à auto-suficiência sustentável;

IX. promover estudos de mercado visando definir cenários de demanda e oferta de petróleo, seus derivados e produtos petroquímicos;

X. desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;

XI. efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;

XII. elaborar estudos relativos ao plano diretor para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil;

XIII. desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;

XIV. dar suporte e participar nas articulações visando à integração energética com outros países;

XV. promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética;

XVI. promover planos de metas voltadas para a utilização racional e conservação de energia, podendo estabelecer parcerias de cooperação para este fim;

XVII. promover estudos voltados para programas de apoio para a modernização e capacitação da indústria

nacional, visando maximizar a participação desta no esforço de fornecimento dos bens e equipamentos necessários para a expansão do setor energético; e

XVIII. desenvolver estudos para incrementar a utilização de carvão mineral nacional.

A Lei nº 10.848, de 2005, introduziu inúmeras alterações na legislação do setor, entre as quais merecem ser destacadas as seguintes: (i) tornou obrigatória a participação das concessionárias de distribuição em leilões para compra de 100% da energia necessária à expansão do seu mercado, mediante contratos de longo prazo no *ambiente de contratação regulada (ACR)*; (ii) obrigou os investidores de geração a vender energia ao mercado regulado somente através desses leilões; (iii) criou o *ambiente de contratação livre (ACL)*, onde produtores independentes de energia e consumidores livres<sup>13</sup> e especiais<sup>14</sup> podem negociar livremente a energia; (iv) transformou o Mercado Atacadista de Energia, cuja criação fora autorizada pela Lei nº 10.433, de 2002, em *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*; e (v) destinou 3% da Reserva Global de Reversão (RGR) e 20% dos recursos de P&D (vide Lei nº 9.991, de 2000) para a Empresa de Pesquisa Energética.

<sup>13</sup> Consumidores livres são aqueles com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, conforme disposto na Lei nº 9.074, de 1995.

<sup>14</sup> Consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo "A", integrante(s) do mesmo submercado no SIN – Sistema Interligado Nacional, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

É importante mencionar, também, o Decreto nº 5.163, de 2004, baixado pelo Governo em função da nova legislação, que regulamentou a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica e deu outras providências.

Por último, o Decreto nº 5.177, de 2004, regulamentou o funcionamento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), destinada a viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, tanto nos Ambiente de Contratação Regulada, quanto no de Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

Por essa nova legislação, a licitação de aproveitamentos hidrelétricos sofreu importantes alterações. Eles passaram a ser licitados em leilões de compra e venda de energia, nos quais as distribuidoras têm que adquirir dos agentes de geração a energia suficiente para abastecer o seu mercado. Nesses leilões há um preço-teto estabelecido pelo Governo para cada tipo de energia fornecida, segundo sua fonte (hidráulica, térmica, eólica, biomassa etc.), um mecanismo introduzido com o objetivo de reduzir as tarifas para o consumidor final.

No caso de aproveitamentos hidrelétricos novos, vence o leilão quem ofertar a energia da nova usina pelo menor preço, num leilão específico realizado horas antes do leilão de compra e venda de energia propriamente

dito. Nesse segundo leilão se negociará o atendimento da demanda previamente declarada pelas distribuidoras, mas desconhecida dos agentes geradores ofertantes. A energia das novas hidrelétricas será obrigatoriamente fornecida ao preço do lance vencedor no leilão já realizado. É importante acrescentar que uma parcela menor da energia (algo como 20% ou 30%) a ser produzida pelas novas hidrelétricas costuma ser destinada à comercialização no mercado livre.

Também é relevante notar que as termelétricas, embora requeiram concessão da União para operar, não precisam passar por licitação, porque não representam concessão de uso de bem público – como no caso de hidrelétricas, que exploram cursos d’água, um patrimônio do Estado – e são construídas e operadas por conta e risco do empreendedor. Elas somente são obrigadas a participar dos leilões de compra e venda de energia caso queiram comercializar sua produção no mercado regulado.

Já nas disposições do Decreto nº 5.163, de 2004, destacou-se a exigência de obtenção de licença ambiental prévia à licitação de novos aproveitamentos hidrelétricos, conforme recomendação feita pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, ainda em 2002. Àquela época, o Ministro de Minas e Energia baixou a Resolução nº 15, de 22 de novembro de 2002, criando “Grupo de Trabalho para propor procedimentos e mecanismos visando assegurar que todos os empreendimentos destinados à expansão da oferta de energia elétrica disponham

de Licença Prévia Ambiental, como condição para serem autorizados ou licitados, a partir de janeiro de 2004.”. Essa medida viria a ter impacto relevante sobre a licitação de novos empreendimentos hidrelétricos, como se verá mais à frente.

Com esse conjunto de medidas, o Governo passou a ter maior controle sobre diversas atribuições e funções até então distribuídas entre a agência reguladora, a ANEEL, e outros agentes públicos e privados, obtendo, com isso, maiores poderes sobre o setor elétrico. Somadas a esse controle, viriam, naturalmente, maiores responsabilidades sobre seu futuro, a partir de então.

#### 4. O AUMENTO DA PARTICIPAÇÃO TÉRMICA NA MATRIZ DE GERAÇÃO

Desde o anúncio de mudanças na legislação, que certamente iriam incluir alterações na sistemática de leilões, a licitação de novos empreendimentos hidrelétricos foi interrompida. Houve um hiato entre os leilões de aproveitamentos hidrelétricos de aproximadamente três anos e cinco meses, no período de julho de 2002 a dezembro de 2005, quando foram retomados de forma tímida. O volume de potência ofertada, de fato, demorou um pouco mais a recuperar-se, e só cresceu com a licitação das usinas de Santo Antônio e Jirau, no Rio Madeira, nos anos de 2007 e 2008, respectivamente.

A consequência disso foi o inevitável aumento da participação de usinas

térmicas na geração de energia elétrica, fato que se evidenciou nos leilões promovidos pela Companhia Comercializadora de Energia Elétrica para suprir o mercado regulado – aquele atendido pelas empresas distribuidoras de energia elétrica, que representa entre 70 e 75% do mercado nacional. Outra consequência negativa da delonga na licitação de aproveitamentos hidrelétricos foi o despacho da geração fora da ordem de mérito econômico, como se verá adiante.

De fato, nos leilões de energia para o mercado regulado realizados entre 2005 e 2008, para abastecer o mercado no período entre 2009 e 2013, predominou energia oriunda de fontes térmicas, que somavam uma capacidade instalada de 15.400,52 MW. Nesses mesmos leilões, a energia de origem hidráulica advinha de capacidade instalada equivalente a apenas 8.215,75 MW, dos quais 37,25 MW eram de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). As térmicas somavam, portanto, quase o dobro da capacidade hidrelétrica negociada.

Do total da energia de fonte hidráulica, apenas 1.415,35 MW (aí incluídos 37,25 MW de Pequenas Centrais Hidrelétricas) haviam sido licitados até 10 de dezembro de 2007, quando por fim foi leiloado o aproveitamento hidrelétrico de Santo Antônio, no Rio Madeira, com 3.150,40 MW. Desses 1.415 MW, 1.378 MW foram negociados em dois leilões: o primeiro, realizado em 16 de dezembro de 2005, vendeu 756 MW, e o segundo, ocorrido em 10 de outubro de 2006, comercializou 622 MW.

Depois, em 19 de maio de 2008, foi leiloado o aproveitamento de Jirau, complementar a Santo Antônio, com 3.300 MW de capacidade. Entre eles, foi licitado, ainda, em 30 de setembro de 2008, o aproveitamento Baixo Iguaçu, com 350 MW, no Estado do Paraná. Contudo, a Licença Ambiental Prévia desse aproveitamento foi suspensa pelo Instituto Chico Mendes, após a sua licitação, e, em consequência, as obras da usina somente devem começar no primeiro semestre de 2010, com início de entrada em operação previsto para 2013. As concessões de Santo Antônio e Jirau somente foram outorgadas em 12 de julho de 2008 e 12 de agosto de 2008, respectivamente.

Vale registrar que, no período entre 2003 e 2008, ou seja, após a mudança da legislação, entraram em operação um total de 20.767 MW, uma média de 3.461 MW por ano. Desses, 9.543,97 MW eram provenientes de fontes hidráulicas, numa média anual de 1.590 MW. Estão incluídos nesses totais os empreendimentos que já estavam em obras antes de 2003.

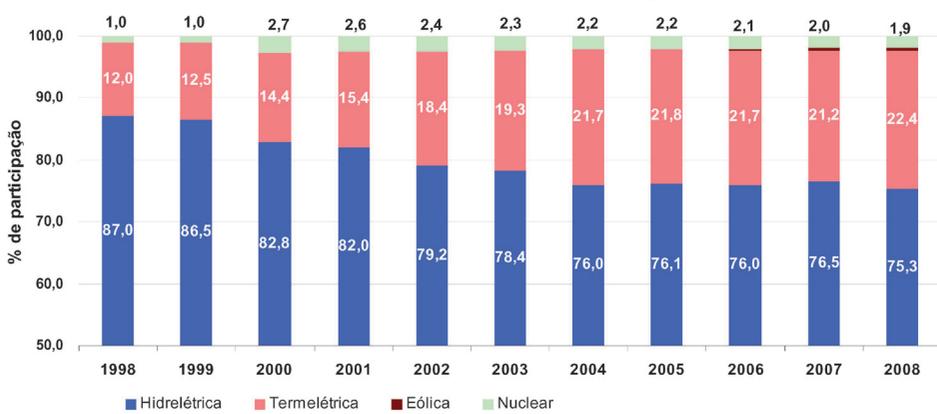
É significativo o fato de que todas as hidrelétricas que entraram em operação entre 2003 e 2008 foram as que haviam sido leiloadas até julho de 2002. Isso bem indica a medida do tempo que separa a licitação de uma usina hidrelétrica da sua efetiva e plena entrada em operação, ainda mais que nem toda sua capacidade geradora entra em operação simultaneamente. Cabe observar, também, que as hidrelétricas licitadas de 2003 para cá são praticamente todas a fio

d'água ou com pouquíssima capacidade de reservação.

Com isso, como se pode perceber no Gráfico 1, a participação térmica vem se ampliando, com impactos previsíveis sobre o preço da energia elétrica e sobre o ambiente, entre os quais se destacam as emissões de gases de efeito estufa (GEE) pelas usinas térmicas.

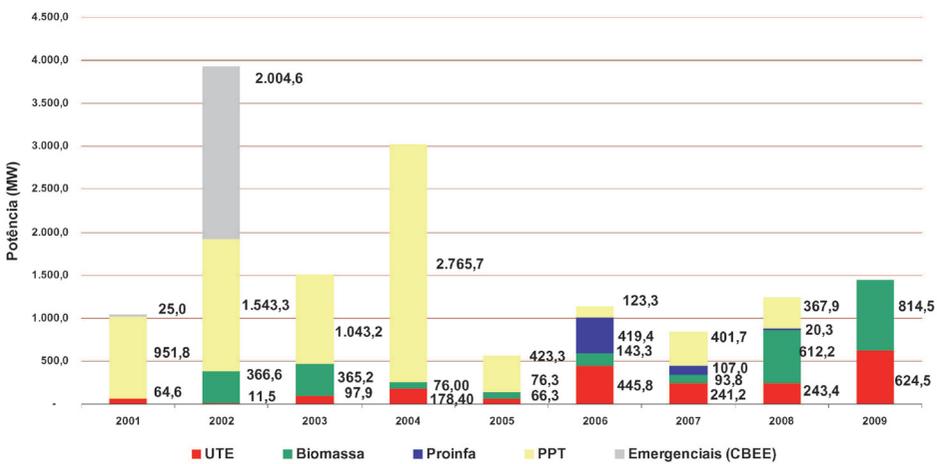
É relevante destacar, no entanto, que o crescimento da participação da geração térmica na matriz brasileira de geração de energia elétrica não começou nos leilões introduzidos pela nova legislação aprovada pelo Congresso em 2004. Como se pode perceber no Gráfico 2, ele data da instituição do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) cujos efeitos já são sentidos a partir de 2001, quando entra-

Gráfico 1 – Participação das Fontes na Geração de Energia Elétrica (em %)



Fonte: Balanço energético Nacional 2008

Gráfico 2 – UTE's - Entrada em Operação (MW)



Fonte: Aneel

ram em operação os primeiros 951,8 MW decorrentes de usinas inseridas no Programa.

Preocupado com o contínuo esvaziamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, que vinha se agravando desde 1997, o Governo Federal lançou o Programa em 24 de janeiro de 2000, por meio do Decreto nº 3.371. Seu objetivo era atrair empreendedores para a construção de usinas térmicas, cuja entrada em operação seria rápida e, portanto, capaz de ajudar a evitar a crise. Elas operariam com gás trazido da Bolívia, em regime *take or pay*, pelo gasoduto Brasil-Bolívia, que havia começado a operar em 1999.

Além de assegurar suprimento de gás natural para as termelétricas que aderissem ao Programa, o Decreto criou incentivos para os empreendedores que se dispusessem a investir nessa modalidade de geração. Não houve tempo, no entanto, para que o PPT pudesse ajudar a evitar a crise de abastecimento de 2001. Mesmo assim, 1.543,3 MW gerados no âmbito do Programa entraram em operação em 2002, ajudando a mitigar seus efeitos.

Contudo, dada a premência da crise, foram contratados, em regime emergencial, naquele mesmo ano, 2.004 MW, a serem gerados por térmicas distribuídas pelo Brasil. A contratação foi realizada por meio da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, criada pela Medida Provisória nº 2.209, de 2001, e pelo Decreto nº 3.900, do mesmo ano.

O PPT continuou produzindo efeitos, já que o Decreto que o instituiu segue em vigor, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 4.067, de 2001. Sob a égide do Programa, entrou em operação, até 2008, um total de 7.620,2 MW.

Feito esse breve retrospecto, é possível afirmar que a participação térmica no abastecimento nacional continuará se projetando de forma crescente, no futuro. As usinas de Santo Antônio e Jirau têm suas entradas em operação previstas para maio de 2012 e janeiro de 2013, respectivamente. Belo Monte, no rio Xingu, com 11.233 MW, outro aproveitamento hidrelétrico importante, será licitado provavelmente em 2010, e tem o início de sua entrada em operação estimada para 2015, com previsão de conclusão em 2020.

Há, evidentemente, desafios a serem enfrentados por esses importantes empreendimentos. Obtidas suas licenças ambientais prévias após demorado processo, eles ainda precisarão obter, por exemplo, as licenças ambientais de instalação e, depois, as de operação, o que poderá representar mais atrasos. Isso significa que, nos próximos quatro ou cinco anos, o Brasil dependerá bastante da geração de eletricidade de origem térmica para assegurar o abastecimento da crescente demanda que hoje se configura.

Neste ponto, é importante abrir parênteses para registrar que as dificuldades de licenciamento ambiental não podem ser atribuídas exclusivamente à introdução do Licenciamen-

to Ambiental Prévio como requisito para o leilão de novos aproveitamentos hidrelétricos, nem a exigências em demasia por parte dos licenciadores.

Implantou-se, no País, um clima desfavorável ao licenciamento de usinas hidrelétricas, do qual é exemplo atual a Usina de Belo Monte, que o Governo se esforçava por licitar ainda em 2009. Esse clima é mantido por meio de um eficiente trabalho de comunicação realizado por ONGs ambientalistas, indígenas, celebridades internacionais, como o cantor Sting, e por determinados movimentos sociais, tais como o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB). Eles têm sido extremamente eficientes para mobilizar a imprensa e a opinião pública em torno de uma causa ambiental específica – contra a construção de usinas hidrelétricas dotadas de reservatório d'água –, assunto que será discutido mais adiante.

Esse ambiente contribui para que procuradores e promotores façam também uma aberta e persistente litigância contra a construção de hidrelétricas, muitas vezes calcada em argumentos de pertinência duvidosa, mas que são frequentemente acolhidos pelo Judiciário, gerando atrasos e protelando o licenciamento das obras. Belo Monte, como é notório, chegou a ter proibidos pela Justiça os seus estudos, como se estudos causassem danos ao ambiente, numa atitude que chega às raias do obscurantismo.

No instante mesmo em que este Estudo estava sendo produzido, procura-

dores buscaram, na Justiça, anular as audiências públicas realizadas pelo IBAMA para a concessão da Licença Prévia de Belo Monte, exigindo, para tanto, a realização de outras tantas audiências. A decisão de primeira instância, que lhes foi favorável, foi logo cassada em segunda instância, mas tudo isso serve para atrasar a licitação da obra, cujo projeto se arrasta já há mais de três décadas.

Outra questão que precisa ser examinada no que diz respeito ao atraso de licenciamentos ambientais é a que apontou Jerson Kelman em sua sabatina, no Senado Federal, quando foi indicado Diretor-Geral da ANEEL, em 2004. Trata-se da responsabilização pessoal dos servidores públicos, em ações judiciais, pela concessão de licença ambiental a empreendimentos hidrelétricos, opção que tem crescido em importância no conjunto de táticas adotadas pelos setores que vêm se opondo à construção de usinas hidrelétricas.

As ações visam intimidar especificamente os servidores dos órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental. Mesmo que a denúncia venha a ser recusada pela Justiça, ela causa graves problemas ao servidor, que tem que arcar com o ônus da sua própria defesa, já que o Estado não tem responsabilidade de defendê-los em situações como essas. A cautela dos servidores para evitar esse tipo de ação faz com que eles assumam uma atitude defensiva e tendam a exagerar suas exigências em relação aos projetos que examinam, o que leva à procrastinação da assinatura de parece-

res e de licenças, e, em última análise, ao atraso do licenciamento.

Para que não se diga que há exagero nessas afirmações, há casos notórios e recentes a ilustrar esse tipo de situação. Segundo a Imprensa<sup>15</sup>, o Presidente do IBAMA, Roberto Messias, e o Diretor de Licenciamento do Órgão, Sebastião Custódio, foram absolvidos pela 3ª Vara da Justiça Federal de Rondônia, em setembro de 2009, em ação de improbidade administrativa, movida pelo Ministério Público Federal em Rondônia e pelo Ministério Público daquele Estado, pela concessão da licença ambiental para a instalação do canteiro de obras da Usina de Jirau, no Rio Madeira. Eram acusados de terem concedido a licença em desacordo com a legislação ambiental. Agora continuam respondendo a um segundo processo, pelos mesmos motivos, desta vez por concessão de licença para a obra propriamente dita.

No Pará, o analista ambiental Adriano Rafael de Queiroz, do IBAMA, está sendo processado pelo Ministério Público por conta de manifestação, no exercício da função de Coordenador-Substituto da Área de Energia Elétrica, a favor da aceitação dos estudos de impacto ambiental da Usina de Belo Monte, no Rio Xingu.

Recentemente, nem mesmo usinas eólicas, consideradas uma das fontes energéticas mais limpas do mundo, escaparam aos rigores da ação do Ministério Público Federal e Estadual,

que, segundo a Imprensa<sup>16</sup>, foram à Justiça para embargar o parque eólico de Aracati, no Ceará.

As alegações do Ministério Público seriam de que a construção do parque representaria iminente destruição de um grande sítio arqueológico situado nas dunas e de que os estudos ambientais teriam sido apresentados mediante Relatório Ambiental Simplificado. Esta última alegação não foi acolhida pela Justiça, que apenas sustou a instalação de três novos aerogeradores, e solicitou ao Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) laudo de vistoria, avaliando o nível de atendimento da empresa responsável em relação às exigências que haviam sido feitas pelo Instituto.

Todas essas condicionantes levam à demora no licenciamento ambiental de novas usinas hidrelétricas, enquanto termelétricas são facilmente licenciadas. Não há pressões e nem campanhas contra esse tipo de geração de energia elétrica, bastante poluente, como se sabe.

A restrição mais relevante à concessão de licença ambiental para as termelétricas foi a edição, em 2009, da Instrução Normativa nº 7, do IBAMA. Essa norma determina a compensação ambiental por térmicas a carvão e óleo combustível das emissões de gases do efeito estufa. Os empreendedores teriam que fazer investimentos em reflorestamento, energia renovável e eficiência energética.

<sup>15</sup> O Estado S. Paulo, edição eletrônica de 01.nov.2009, em <http://www.estadao.com.br>, acessada em 06/11/2009.

<sup>16</sup> O Globo, edição de 03.nov.2009, p. 10.

A Instrução Normativa recebeu, contudo, contestações dentro do próprio Governo, por parte do Ministério de Minas e Energia, e de parte dos investidores em usinas termelétricas, que obtiveram liminar na Justiça suspendendo os efeitos da medida.

A consequência natural de todo esse quadro é que a inescapável expansão da base termelétrica já está prevista no Plano Decenal de Expansão 2008-2017, do Ministério de Minas e Energia, elaborado pela EPE. De acordo com o Plano Decenal, a capacidade instalada termelétrica do Sistema Interligado Nacional sofrerá um acréscimo de 104% no período 2008-2017, passando de 15.543 MW, em 2008, para 31.553 MW, em 2017. Serão 16.010 MW a mais de energia de origem térmica no Sistema.

Em decorrência dessa expansão térmica, em 2017, segundo o Plano, as UHEs corresponderão a apenas 71% da capacidade instalada nacional, o que indicará uma queda de 8,6 pontos percentuais em relação ao que representavam na capacidade total verificada em 2008, quando somavam 79,6% do total. A situação é (muito pouco) melhorada quando a evo-

lução das PCHs é levada em conta, reduzindo-se a queda do conjunto da geração hídrica para a casa dos 7 pontos percentuais (Tabela 1).

As térmicas a óleo combustível, gás natural, óleo diesel e carvão mineral, acrescidas das modalidades Biomassa, Gás de Processo e Vapor, em contrapartida, responderão por 20,5% da capacidade instalada nacional, um crescimento de 5,9 pontos percentuais em relação ao total de 2008, quando somavam 14,6% da potência instalada. O maior crescimento será das térmicas a óleo combustível, que passarão de 1,3% para 5,7% da matriz.

O modelo de comercialização de energia elétrica, vigente desde 2004, estabeleceu que as demandas de expansão do mercado consumidor – no âmbito do chamado Ambiente de Contratação Regulado, que exclui os consumidores livres – sejam contratadas a longo prazo, a partir de leilões para entrega futura, sob critério de menor preço, com preço-teto previamente estabelecido pelo Governo.

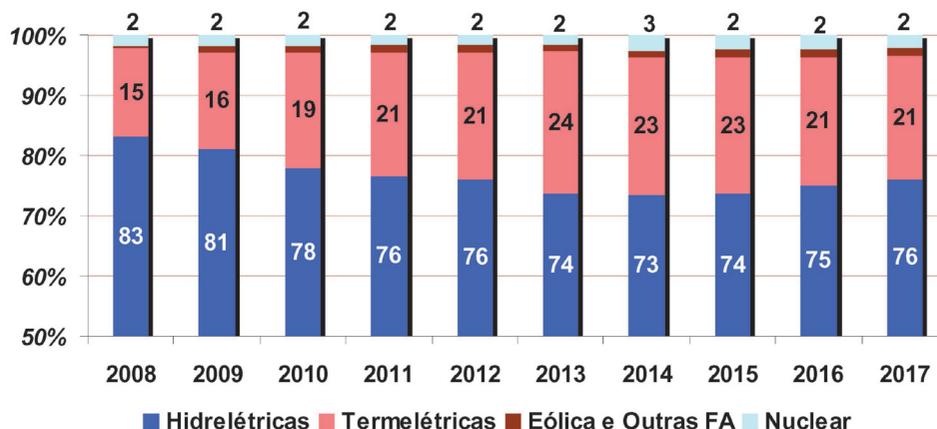
Nos leilões de energia nova, isto é, da energia necessária à cobertura da

Tabela 1 – Evolução Prevista da Matriz de Energia Elétrica – 2008/2017 em mil MW

Origem/ Ano	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidrelétrica	84,9	86,8	89,9	91,8	92,5	95,4	98,2	103,6	111,0	117,5
Termelétrica	14,9	17,3	22,1	24,8	25,6	30,8	30,8	31,7	31,7	31,7
Eólica/ Outras FA	0,3	1,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,7	2,1	2,1
Nuclear	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	3,4	3,4	3,4	3,4
<b>SOMA</b>	<b>102,08</b>	<b>107,19</b>	<b>115,48</b>	<b>120,07</b>	<b>121,53</b>	<b>129,62</b>	<b>133,83</b>	<b>140,45</b>	<b>148,11</b>	<b>154,65</b>

Fonte: MME/PDE 2008-2017

Gráfico 3 – Previsão de Evolução da Participação Relativa na Matriz Energética – 2008/2017 em (%)



Fonte: MME/PDE 1008/2017.

expansão da demanda, as distribuidoras contratam em *pool*, por meio dos Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado (CCE-AR), em duas modalidades: quantidade ou disponibilidade.

No contrato por quantidade, é pactuada a entrega de um volume definido de energia, remunerado a um determinado preço por unidade de energia entregue, estabelecido em Reais por MegaWatt-hora (R\$/MWh). Nessa modalidade, o risco de não atendimento dos montantes contratados é do vendedor, que precisará suprir suas eventuais necessidades por meio do Mercado de Curto Prazo (MCP).

No contrato por disponibilidade – adotado, por exemplo, na compra e venda de energia de origem termelétrica, utilizada para regularização dos ciclos hidrológicos que regem a oferta de energia de origem hídrica – esse

risco é suportado pelo comprador, ou seja, pela distribuidora de energia.

Quando se contrata por disponibilidade, não haverá necessariamente a geração ininterrupta de energia. Havendo disponibilidade de fontes mais baratas, a energia do contrato não será despachada. Por isso, ele apresenta um formato específico e próprio de remuneração. No contrato por disponibilidade, podemos dizer de modo simplificado que a remuneração se divide em duas partes.

A primeira delas é a Receita Fixa – RF, que se destina a cobrir as despesas de depreciação e a remunerar os investimentos (assim como a suportar a operação e a manutenção do empreendimento, como que para a produção de uma única unidade de energia, ou seja, 1 MW). Esse valor, em função de sua própria definição, deve ser pago por todo o período de vigência

do contrato, quer a usina esteja ou não produzindo.

A segunda, chamada de Custo Variável Unitário – CVU, remunera os custos correntes de combustível, de operação e de manutenção calculados para os períodos em que o empreendimento é despachado, ou seja, em que ele é solicitado a produzir energia.

Vários parâmetros relevantes, nessa modalidade, tais como o volume de energia assegurada (energia firme ou garantia física de produção) da usina e o Custo Variável Unitário do empreendimento, declarado pelo empreendedor, são estabelecidos ou ratificados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, de modo que o leilão é decidido por menor preço, levando-se em conta o lance oferecido para a Receita Fixa e o CVU estimado.

Visando moderar os custos variáveis declarados pelo empreendedor, há, ainda, como mecanismo adicional à auditoria de custos a cargo da EPE, a metodologia de certificação da potência instalada. Por ela, quanto maior for o custo variável tanto menor será a proporção da potência nominal total instalada aceita como garantia física. Isso decorre de que, quanto mais elevados forem os custos variáveis da usina, menor serão suas probabilidades de vir a ser despachada pelo ONS.

Embora pouco usual, é possível que os empreendimentos termelétricos comercializem sua energia, no limite certificado, em ambos os mercados,

livre ou regulado. Há, também, por limitação tecnológica ou contratual, casos em que os empreendimentos apresentam uma característica conhecida como inflexibilidade, que pode ser total, obrigando-os a uma produção constante (como no caso das usinas termoneucleares) ou parcial, ou seja, obrigando-as a manter um mínimo de geração obrigatório.

Toda essa precificação, é evidente, sofre forte influência das características próprias de cada tecnologia e de cada combustível utilizado, assim como de suas exigências financeiras, no empreendimento. As usinas a carvão, a óleo combustível e a gás natural, por exemplo, requerem pouco investimento de capital inicial, se comparadas às que utilizam outras fontes térmicas, mas apresentam altos custos operacionais, quando em funcionamento. As duas primeiras, além disso, são altamente poluentes, levando-se em consideração a geração de GEE.

Os empreendimentos hidrelétricos, ao contrário, são vorazes consumidores de capital no período de sua instalação, após o qual apresentam custos relativamente baixos de operação; os impactos das usinas hidrelétricas na geração de GEE são discutidos em maior profundidade em capítulo específico.

Na Tabela 2<sup>17</sup>, é apresentada uma estimativa dos preços médios de energia

<sup>17</sup> MONTALVÃO, Edmundo. Impacto de Tributos, Encargos e Subsídios Setoriais Sobre a Conta de Luz dos Consumidores, em [http://www.senado.gov.br/conleg/textos\\_discussao/texto62subs%EDdiõsnose torel%E9tricoedmundomontalvao.pdf](http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao/texto62subs%EDdiõsnose torel%E9tricoedmundomontalvao.pdf), acessado em 16.dez.2009.

Tabela 2 – Preço médio da geração de energia elétrica, por fonte

FONTE	PREÇO (R\$/MWh)
Usina Hidroelétrica de Grande Porte	75,00
Usina Hidroelétrica de Médio Porte	115,00
Usina Termonuclear	150,00
Usina Térmica a Gás Natural	210,00
Usina Eólica	270,00
Usina Térmica a Carvão	277,00
Usina Térmica a Óleo Combustível	643,00
Usina Térmica a Óleo Diesel	772,00
Usina Solar Fotovoltaica	1.827,00

do primeiro semestre de 2009, feita a partir dos preços efetivamente pagos aos investidores, exceto nos casos da fotovoltaica, cujo preço foi estimado pelo CEPEL, e da nuclear, estimado pela Eletronuclear, em função da tecnologia e do combustível.

Como se pode verificar com facilidade, o aumento da participação da geração térmica na matriz brasileira de eletricidade é preocupante, do ponto de vista de seus impactos em preço para as distribuidoras e, em consequência, para o consumidor final. A hipótese de atraso na construção de hidrelétricas analisada no Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017, por exemplo, estima em mais de R\$ 2 bilhões o impacto de custos na operação total do sistema; para o consumidor, entretanto, esse valor resulta ainda maior, em função dos inúmeros acréscimos, diretos e indiretos, que o custo de geração sofre até chegar a compor a conta de luz.

Também a PSR Consultoria, empresa especializada no setor energético, prevê um aumento real de 22% na tarifa média de energia<sup>18</sup>, 55% dos quais decorrentes da contratação de usina térmicas por *disponibilidade*. Caso o volume de despacho seja superior ao previsto, o percentual de aumento tende a ser ainda maior.

Acresce em importância o fato de que, em vista da metodologia de comparação adotada nos leilões por *disponibilidade*, as usinas a óleo vêm obtendo um desempenho muito bom. Esse quadro, decerto paradoxal, refere-se em especial ao fato de que, como têm baixa probabilidade de despacho, elas acabam por tornarem-se mais atrativas, em vista de sua relativamente menor exigência de investimento inicial. Essa menor exigência, por sua vez, permite que se possa oferecer lances

<sup>18</sup> VEIGA, Mário, apresentação no Encontro Nacional do Setor Elétrico, realizado no Rio de Janeiro, em 29.set.2009.

menores, nos leilões, o que vem constituindo fator de grande influência no resultado final das licitações.

Ocorrendo a necessidade de despacho, entretanto, mesmo seguindo a ordem de mérito de preço, a situação se inverte completamente, como é fácil perceber. Sobretudo quando há despacho fora de ordem, os impactos negativos tendem a se mostrar ainda mais graves, como se demonstra em outro capítulo deste trabalho.

Por fim, é importante registrar que a tendência à expansão da geração térmica persistia no leilão que estava previsto para 21 de dezembro de 2009, destinado a abastecer o mercado daqui a cinco anos. Segundo a imprensa, cadastraram-se 81 empreendimentos, que representam 19.168 MW de capacidade instalada. Eram 49 térmicas a gás natural (15.015 MW), quatro de carvão mineral nacional (1.690 MW), três de carvão mineral importado (1.014 MW), seis usinas de biomassa a bagaço de cana (344 MW), 12 Pequenas Centrais Hidrelétricas (201 MW), e sete usinas hidrelétricas (905 MW).

No entanto, como a participação das sete hidrelétricas, que representavam apenas 4,72% da potência disponível no leilão, dependia ainda da emissão da Licença Ambiental Prévia, o que não ocorreria em tempo hábil, o Ministério de Minas e Energia decidiu suspender o leilão. O Ministério informou, de acordo com notícia do CanalEnergia, de 9 de dezembro de 2009, que o cancelamento do leilão não afetará a segurança do suprimento de energia elétrica em razão

da contratação de energia de reserva de fonte eólica no certame que, realizado no dia 14 de dezembro de 2009, somou 753 MW.

## 5. A PERDA DA CAPACIDADE DE REGULARIZAÇÃO DO SISTEMA

Uma decorrência natural da pressão ambientalista contra a construção de usinas hidrelétricas com reservatórios é a perda gradual da capacidade de regularização plurianual do sistema hidrelétrico. Essa regularização decorre, como já dito, do fato de que o conjunto dos reservatórios das hidrelétricas de todo o País pode armazenar água nos períodos chuvosos para gerar energia elétrica nos períodos secos, isso, inclusive, de um ano para o outro.

Graças à existência do Sistema Interligado Nacional, mencionado anteriormente, a reservação de água pode ser feita explorando a complementaridade das estações chuvosas e secas nas diferentes regiões do País, fenômeno que resulta na maior flexibilidade do abastecimento de energia elétrica. Traduzindo, é possível gerar energia elétrica por meio das usinas cujos reservatórios estão cheios na região Sul do Brasil e enviá-la para abastecer o Norte, enquanto os reservatórios das usinas do Norte se enchem, aproveitando a sua estação chuvosa, que ocorre em época diferente daquela da região Sul. Mais tarde, quando estiver chovendo no Sul, inverte-se a geração e a remessa de energia.

Praticamente todos os aproveitamentos hidrelétricos licitados a partir de 2005 eram para usinas a fio d'água, ou seja, sem reservatório, devido à forte pressão ambientalista. Os números disponíveis mostram claramente o resultado dessa política. O Plano Decenal de Energia 2008-2017 informa que as usinas hidrelétricas em operação no País em 2007, cujos reservatórios ocupavam algo como 0,4% do território nacional (34.000 km<sup>2</sup>, ou seja, perto de seis vezes a área do Distrito Federal), apresentavam uma relação média de área alagada por potência instalada de 0,49km<sup>2</sup>/MW. Já no ciclo de planejamento abrangido pelo Plano, ou seja, 2008-2017, a relação média área alagada por potência instalada cairá para 0,19km<sup>2</sup>/MW. Os três maiores projetos desse decênio, Santo Antonio, Jirau e Belo Monte têm uma relação média área alagada por potência instalada de 0,07 km<sup>2</sup>/MW.

O Diretor-Geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Hermes Chipp<sup>19</sup>, alertou para a redução da capacidade de regularização plurianual do sistema, resultado natural dessa tendência, em apresentação no 5º Encontro Nacional dos Agentes do Setor Elétrico. Chipp mostrou dados que indicam que a relação entre a energia armazenável (em MWmédios) e a demanda (também em MWmédios) tem uma queda estimada de 6,7, em 2000, para 4,5, em 2012. Em outras palavras, o índice que expressa a capacidade total de armazenamento de água do siste-

ma hidrelétrico nacional frente à demanda vem caindo gradativamente, quer pelo aumento da demanda, quer pela falta da construção de novas usinas hidrelétricas com reservatórios.

Outros estudos apontam na mesma direção. Mário Veiga e Rafael Kelman<sup>20</sup> estimam que haverá uma perda na capacidade de regularização do sistema hidrelétrico da ordem de 10%, entre 2010 e 2020. Essa perda terá que ser compensada pela construção de usinas termelétricas, com o conseqüente aumento de emissões de gases de efeito estufa, o que coincide com as previsões contidas no Plano Decenal de Energia 2008-2017. Os autores afirmam que cada 1% de perda da capacidade de regularização equivalerá a um aumento de 23% nas emissões.

Estudo publicado em fevereiro de 2009<sup>21</sup> também aponta a tendência de perda da capacidade média de regularização do sistema, atualmente estimada em dois anos e meio. O trabalho conclui que mesmo que haja uma liberação mais rápida de projetos de usinas hidrelétricas pelos órgãos ambientais, a restrição à construção de reservatórios levará à construção e/ou operação mais intensa de usinas termelétricas, com o objetivo de compensar a deficiência na capacidade de regularização. E adverte para a necessidade de consideração do prejuízo ambiental decorrente nas análises que restringem a construção de reservatórios nas usinas hidrelétricas.

<sup>19</sup> Cf. Chipp, apud COUTO, Fábio. "ONS alerta para aumento de custos ao consumidor com redução da capacidade de armazenamento", Agência Canal Energia, 1º.out.2008. Disponível em [www.canalenergia.com.br](http://www.canalenergia.com.br), acesso em 26.nov.2009

<sup>20</sup> VEIGA, Mário e KELMAN, Rafael, apresentação no Seminário Meio Ambiente e Setor Elétrico, realizado no Rio de Janeiro, em 10/08/2009.

<sup>21</sup> *Market Report*, edição 26, fevereiro de 2008, PSR e Gas Energy.

Essa perda da capacidade de regularização do sistema brasileiro de geração de energia elétrica precisa, evidentemente, ser avaliada com profundidade, por especialistas, para que se tenha noção clara da opção, inclusive do ponto de vista ambiental, que está sendo feita pela política e pelas práticas atualmente adotadas na expansão da oferta de energia elétrica no País.

## 6. O DESPACHO FORA DA ORDEM DE MÉRITO DE ECONÔMICO

A dependência de usinas termelétricas para assegurar o abastecimento nacional foi enormemente evidenciada em 2008, quando houve atraso no início da estação chuvosa de 2007/2008. Nessa ocasião, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) baixou a Resolução nº 8, de 20 de dezembro de 2007, autorizando o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a “extraordinariamente, com vistas à garantia do suprimento energético (...), despachar recursos energéticos fora da ordem do mérito econômico ou mudar o sentido do intercâmbio entre submercados, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE”. A decisão do CMSE deve, nesses casos, segundo a resolução, ser respaldada em nota técnica do ONS.

O que significa essa decisão? O Operador Nacional do Sistema Elétrico controla a oferta e a demanda no Sistema Interligado Nacional, determi-

nando quais usinas devem ser acionadas para gerar a energia necessária à cobertura da demanda prevista. A isso se dá o nome de despacho, que é sempre feito por ordem de mérito econômico, isto é, as usinas são despachadas pela ordem do seu custo de geração. As hidrelétricas são sempre as de menor custo e, por isso, são chamadas a gerar antes das termelétricas, como já visto no capítulo “O aumento da participação térmica na matriz de geração”.

Naquela ocasião, diante da possibilidade de faltar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, a exemplo do que havia acontecido em 2001, o CNPE decidiu dar permissão ao CMSE, órgão do Ministério de Minas e Energia, para realizar o despacho fora da ordem de mérito, isto é, para determinar que as usinas térmicas gerassem antes das hidrelétricas, de modo que estas pudessem armazenar água em seus reservatórios. Um medida claramente destinada a preservar a segurança do abastecimento, como se percebe.

Evidentemente essa providência tem um custo e a Resolução nº 8, de 2007, também tratou disso. O § 3º do art. 3º da Resolução estabeleceu que “o custo adicional do despacho de usina acionada por decisão do CMSE, dado pela diferença entre o CVU<sup>22</sup> e o PLD<sup>23</sup>, será rateado proporcionalmente ao consumo médio de energia

<sup>22</sup> Custo Variável Unitário é o custo variável do combustível e da operação e manutenção de termelétricas quando acionadas.

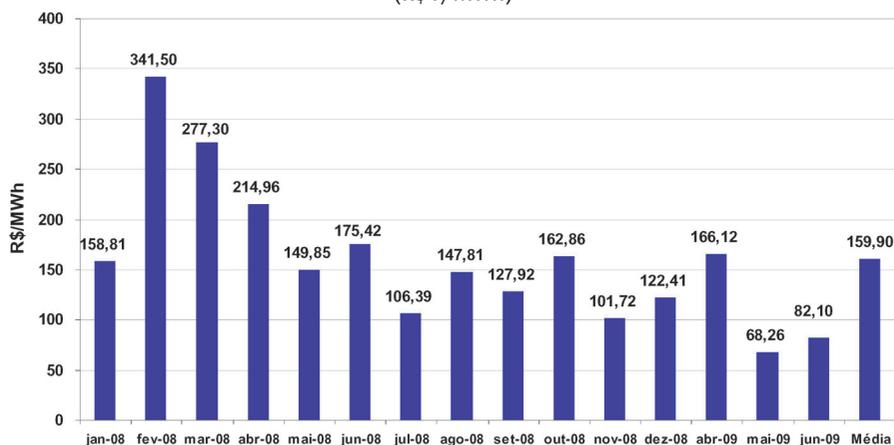
<sup>23</sup> Preço de Liquidação de Diferenças é o valor atribuído à energia transacionada livremente no mercado de curto prazo.

nos últimos doze meses por todos os agentes com medição de consumo do Sistema Interligado Nacional – SIN e será cobrado mediante Encargo de Serviços do Sistema por razão de segurança energética, conforme o disposto no art. 59 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.” Em resumo, os custos adicionais de geração térmica para segurança do abastecimento, calculados na forma dessa regra, seriam repassados às tarifas pagas pelo consumidor final.

Com base nessa autorização, 42 usinas térmicas foram envolvidas nesse esforço, tendo começado a gerar já a partir de janeiro de 2008. Foi gerado

um montante de 12,23 milhões de MWh, a um custo total de R\$ 2,14 bilhões, durante o ano de 2008, e 2,17 milhões de MWh, ao custo de R\$ 157,50 milhões, até o mês de junho de 2009. O preço da geração fora da ordem de mérito ficou, em média, em R\$159,90/MWh, valor esse que é pago *em acréscimo* ao custo de geração vigente no mercado livre. Vale registrar que o custo de geração alcançado em mercado livre cresce sobremodo justamente nos momentos de escassez, tornando ainda mais significativo o preço final da energia assim produzida. O Gráfico 4, a seguir, mostra o valor médio de geração em R\$/MWh dessas termelétricas.

Gráfico 4 – Preços Médios – Contratação de energia fora da ordem de mérito 2008/09 (R\$1/MWh)



Fonte Aneel.

Como se vê, se, tal qual afirma Jerson Kelman<sup>24</sup>, o custo da geração hidrelétrica cresce rapidamente com o crescimento da exigência por maiores

níveis de confiabilidade, que demandarão maior potência térmica disponível para complementar a fonte hídrica durante os períodos de seca. Também é fato que o custo de geração térmica se eleva muito quando há

<sup>24</sup> Kelman, Jerson, op. cit.

despacho contínuo para geração na base do sistema, e não de forma complementar às fontes hidráulicas.

## 7. A LICITAÇÃO DE APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS

A interrupção dos leilões de novos aproveitamentos hidrelétricos, entre julho de 2002 e dezembro de 2005, e a pequena potência de origem hídrica licitada até 2007 (1.415,35 MW, como visto) – quando foi leiloado o aproveitamento hidrelétrico Santo Antônio, no Rio Madeira –, teve duas justificativas, segundo as autoridades governamentais: a dificuldade de obtenção da Licença Ambiental Prévia e a falta de estoque de aproveitamentos hidrelétricos em condições de serem licitados.

Esses argumentos foram mencionados em diferentes ocasiões por diversas autoridades: pelo Presidente da EPE, Maurício Tolmasquim; pelo então Ministro de Minas e Energia e hoje Diretor-Geral da ANEEL, Nelson Hubner; e pelo atual Ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, conforme amplamente noticiado pela imprensa.

A concessão de Licença Ambiental Prévia a aproveitamentos hidrelétricos enfrenta, como já descrito, grandes dificuldades. Resta examinar a alegada falta de estoque de aproveitamentos em condições de serem licitados. Antes que um aproveitamento hidrelétrico possa ser leiloado, há

todo um longo caminho a percorrer, que começa com o chamado inventário da bacia hidrográfica, cuja função é determinar que aproveitamentos daquela bacia serão considerados para geração de energia elétrica, segundo o conceito de aproveitamento ótimo, estabelecido pela Lei nº. 9.074, de 1995.

Essa Lei define, em seu art. 5º, § 3º, como aproveitamento ótimo “todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d’água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.”. O § 2º do mesmo artigo determina que nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do “aproveitamento ótimo” pelo poder concedente, no caso a União. O inciso 3º do art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996, atribuía à ANEEL a competência de definir o “aproveitamento ótimo”. Contudo, esse dispositivo foi revogado pela Medida Provisória nº 144, de 11 de dezembro de 2003 (convertida na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004), que fez parte da alteração da legislação do setor naquela ocasião, como já descrito, e a competência de novo delegada à ANEEL por meio do Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004 (art. 1º, inciso II).

Os inventários podem ser feitos por quaisquer agentes privados ou pela própria EPE, mediante registro junto à ANEEL, que autoriza a sua realização por despacho. Cabe, também, à Agência a aprovação dos inventários

realizados. Os inventários de bacias, que costumam levar de 12 a 24 meses para serem concluídos, podem ser feitos simultaneamente por mais de um agente, cabendo à ANEEL escolher o melhor estudo. Nos inventários já começa a ser feita a análise ambiental das bacias.

Inventariada a bacia e determinado seu aproveitamento ótimo, vem a fase de estudos de viabilidade, na qual é feita a avaliação técnica e econômica do local selecionado no inventário para a possível construção da usina e providenciados os estudos sócio-ambientais (EIA/RIMA) necessários à obtenção de Licença Ambiental Prévia. Tal como na etapa anterior, qualquer interessado pode realizar estudos de viabilidade, inclusive a EPE, bastando para isso registrá-los junto à ANEEL, a quem cabe a aprovação final dos assim chamados Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica. Essa fase também consome em torno de 12 a 24 meses.

Os estudos sócio-ambientais são enviados ao órgão de licenciamento ambiental competente, para a emissão da Licença Prévia. Este, por sua vez, os encaminha a outros órgãos (FUNAI, IPHAN etc.) para consulta, caso haja necessidade de sua anuência.

É preciso obter, ainda nessa fase, a Reserva de Disponibilidade Hídrica<sup>25</sup>, junto à Agência Nacional de Águas (ANA), que, mais tarde, transformar-

se-á numa outorga de uso da água. Só então o aproveitamento hidrelétrico pode ir a leilão, cujo processo de preparação e de realização costuma levar cerca de seis meses. Leva-se, portanto, entre dois e quatro anos para se chegar à fase em que o empreendimento pode ir a leilão.

Depois de leiloado o aproveitamento hidrelétrico, vem a fase de elaboração do projeto básico e dos programas e projetos sócio-ambientais, em consonância com os estudos de viabilidade e sócio-ambientais aprovados, num processo que consome período da ordem de um ano. A ANEEL aprova o projeto básico e autoriza a construção da usina, e o órgão de licenciamento ambiental emite a chamada Licença de Instalação, se concordar com os programas e projetos elaborados. Só então pode começar a construção da usina, sob fiscalização da ANEEL, que leva, em geral, não menos de três anos, podendo chegar a até dez anos, em casos de projetos maiores, como Belo Monte. Antes da entrada em operação, o empreendedor precisa obter, ainda, a chamada Licença de Operação, a última exigida, que é condição para o enchimento do reservatório. Portanto, entre o início dos estudos de viabilidade e a operação de uma usina hidroelétrica, transcorrem, no mínimo, seis anos, podendo chegar a treze anos.

Vale registrar aqui que os empreendedores que realizam inventários e estudos de viabilidade são também, em geral, participantes dos leilões de aproveitamentos hidrelétricos, seja sozinhos, seja associados a um ou

<sup>25</sup> A Reserva de Disponibilidade Hídrica refere-se à reserva, feita pela ANA, da quantidade de água necessária à viabilização do empreendimento hidrelétrico. Trata-se de licença provisória, que será depois formalizada na forma de outorga de uso da água.

mais parceiros. Caso deixem de arrematar os aproveitamentos pretendidos, no decurso do processo licitatório, serão ressarcidos das despesas de realização de inventários e estudos de viabilidade pelo vencedor do leilão.

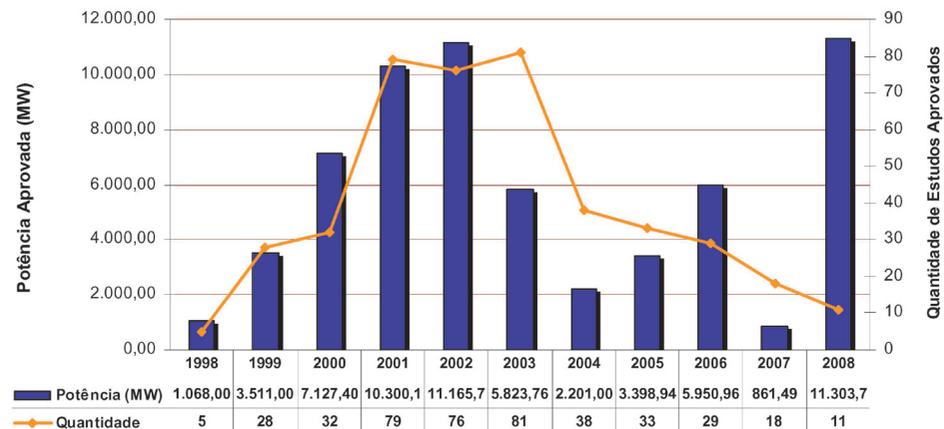
Como se pode ver no Gráfico 5, a seguir, entre 1998 e 2002, foram aprovados pela ANEEL inventários que totalizaram 33.180 MW. No mesmo período, haviam sido aprovados estudos de viabilidade que somavam quase 10.300 MW de capacidade instalada. A maioria dos aproveitamentos que compunham esses 10.300 MW foram licitados até julho de 2002, quando foi realizado o último leilão de aproveitamentos hidrelétricos sob a legislação até então vigente. Restaram apenas 757 MW a serem leiloados, dos quais 233 MW seguem sem licenciamento ambiental até hoje.

O novo Governo optou, ao tomar posse, pela alteração da legislação, como já visto. Aliado à sobra de energia que

havia – decorrente dos novos hábitos de economia no consumo, adquiridos pela população no período de racionamento –, o próprio anúncio de que haveria mudanças de regras produziu efeito instantâneo sobre os empreendedores do setor, que, cautelosos, pararam de registrar novos estudos de viabilidade junto à ANEEL.

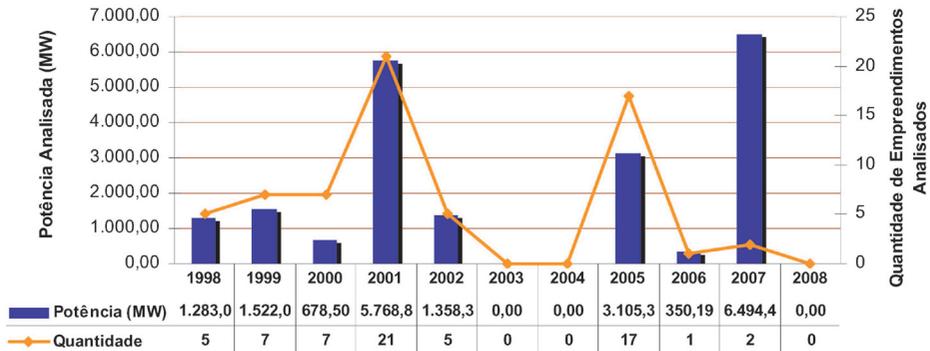
Como se vê nos Gráficos 6 e 7, nenhum estudo de viabilidade foi analisado ou aprovado pela ANEEL nos anos de 2003 e 2004, à exceção dos de Barra do Pomba (80 MW), em 2003, e de Cambuci (50 MW), em 2004, os quais, entretanto, não chegaram a ser computados nas estatísticas da Agência (Gráficos 6 e 7). Os empreendedores queriam conhecer as novas regras antes de continuar realizando mais investimentos nesses estudos. Somente em 2005, após definida a nova legislação é que novas análises voltaram a ser feitas pela Agência. Isso acarretou impactos importantes no ritmo de licitação de novos apro-

Gráfico 5 – Estudos de Inventário Hidrelétrico aprovados entre 1998 e 2008



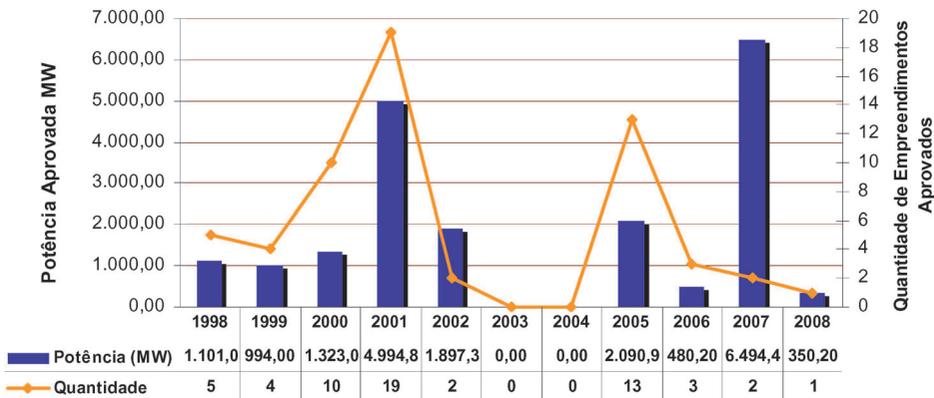
Fonte: Aneel.

Gráfico 6 – Estudos de Viabilidade de usinas Hidrelétricas – UHEs Analisados entre 1998 e 2008



Fonte Aneel.

Gráfico 7 – Estudos de viabilidade de Usinas Hidrelétricas – UHEs Aprovados entre 1998 e 2008



Fonte Aneel.

veitamentos hidrelétricos, como se pode ver nos gráficos a seguir.

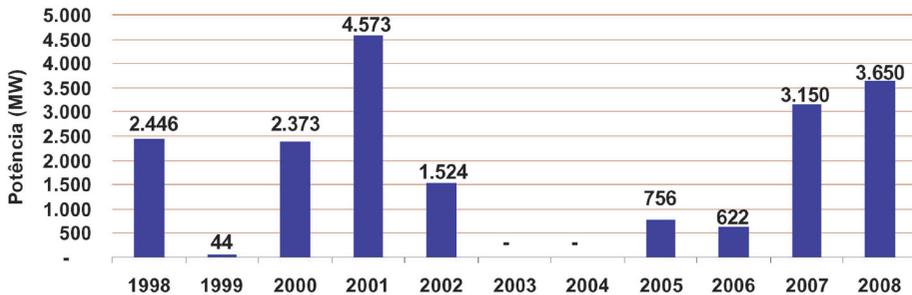
Em relação ao Gráfico 9, vale lembrar que, como já dito, toda a potência oriunda de usinas hidrelétricas que entrou em operação até o ano de 2008 era proveniente de aproveitamentos hidrelétricos leiloados até julho de 2002, o que mostra o longo caminho a percorrer entre o leilão e entrada em operação de uma usina,

isso sem contar com o processo anterior ao leilão, descrito neste capítulo.

## 8. OS IMPACTOS AMBIENTAIS DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

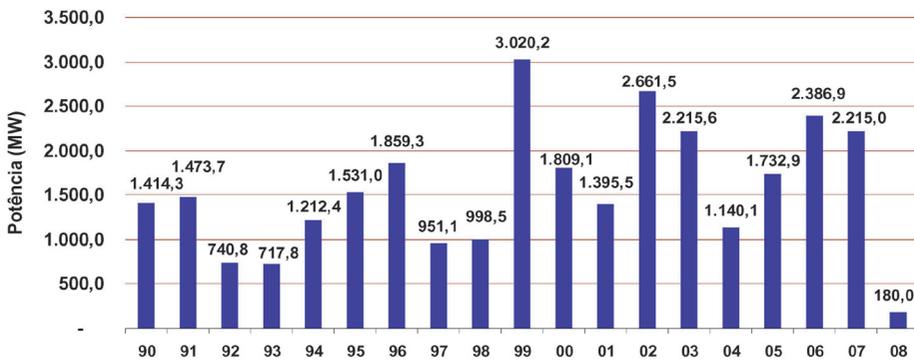
O Brasil tem uma larga vantagem sobre a média dos demais países no que diz respeito à produção de energia

Gráfico 8 – UHE – Licitação – Potência Instalada (MW)



Fonte Aneel.

Gráfico 9 – UHE – entrada em operação (potência instalada fiscalizada – MW)



Fonte Aneel.

limpa. De acordo com dados da EPE, 46,4% de toda a energia produzida no País vem de fontes renováveis, enquanto a média mundial encontra-se em torno de 13%. Nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), que detêm mais da metade de toda a riqueza do mundo, apenas cerca de 7% da energia utilizada vem de fontes renováveis.

No que diz respeito à produção de energia elétrica, especificamente, essa vantagem é ainda mais notável, já que mais de 80% da eletricidade

produzida no Brasil tem origem em fontes renováveis, com grande destaque para a energia gerada a partir de fontes hidrelétricas.

Essa vantagem brasileira tende a se sustentar nos próximos anos. Os estudos da EPE apontam para a manutenção de um patamar de pouco menos de 50% de fontes renováveis em 2030, com a participação de petróleo e derivados caindo de 37,8%, em 2006, para 29%, naquele ano.

No que se refere à matriz de geração de energia elétrica, no entanto, as coisas

estão mudando. Termelétricas movidas a diesel, a óleo combustível, a carvão mineral e a gás natural estão, gradativamente, ocupando o lugar das hidrelétricas, notadamente de 2005 para cá.

As causas dessa mudança já foram apresentadas neste trabalho. Mas, neste ponto, vale lembrar, em números, o resultado desse problema. Entre 2005 e 2008, nos leilões de compra e venda de energia realizados para abastecer o mercado entre 2009 e 2013, a energia colocada em oferta era predominantemente oriunda de fontes térmicas. Elas somavam uma capacidade de 15.400 MW disponíveis, contra 8.215,75 MW de geração hidrelétrica, dos quais 37,25 MW eram oriundos de PCHs.

No leilão que havia sido previsto para dezembro de 2009, destinado a abastecer o mercado a partir de 2014, a capacidade térmica ofertada superaria, de novo, por larga margem, a potência de origem hidrelétrica disponível. Vale a pena repisar o fato de que, da capacidade de geração total inscrita no leilão, 19.168 MW, apenas 1.106 MW eram de fonte hidrelétrica, aí incluídos 201 MW de PCHs. Mas como os aproveitamentos hidrelétricos inscritos (905 MW) não receberam Licença Ambiental Prévia, como já visto, o Governo terminou por cancelar o leilão, deixando-o para 2010.

A fonte com maior número de empreendimentos cadastrados para o leilão cancelado foi o gás natural, que contabilizou 49 usinas, com 15.015 MW, o que se deve ao aumento recente da oferta de GNL. Estavam cadastra-

dos, ainda, quatro projetos de carvão mineral nacional (1.690 MW), três de carvão mineral importado (1.014 MW) e seis usinas de biomassa a bagaço de cana (344 MW).

Em resumo, grande parte da oferta de energia nova para 2014 pode vir a ser proveniente de fonte térmica, ainda que o GNL seja a fonte mais barata e um pouco menos poluente entre as opções térmicas disponíveis. A única alternativa capaz de alterar esse quadro é o leilão da usina de Belo Monte, cujo início de entrada em operação é previsto para 2015, mas o seu leilão também foi cancelado por dificuldades no licenciamento ambiental.

Essas recentes mudanças na matriz de geração de energia elétrica brasileira têm conseqüências ambientais que precisam ser examinadas e coadjuvadas com aquelas causadas pelo quadro pré-2005, onde preponderavam as fontes hidrelétricas. As ameaças identificadas ao meio ambiente são de natureza diversificada, como se sabe, mas vêm tomando dimensões cada vez maiores a preocupação com a emissão dos gases de efeito estufa (GEE), cuja redução foi elevada à categoria de verdadeiro imperativo mundial, na visão do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), e ocupou corações e mentes no mundo inteiro durante a COP 15. A aceleração do ritmo do aquecimento global é entendida, hoje, como uma grave ameaça ao futuro de toda a Humanidade.

De saída, é importante que se diga que a geração de energia elétrica, no

Brasil, tem, segundo os dados disponíveis, uma pequena – embora crescente – participação na emissão de GEE, proveniente, na sua maioria, da geração de energia elétrica por fontes térmicas, notadamente pelas usinas movidas a combustíveis fósseis, como óleo diesel e combustível, carvão mineral e gás natural.

Apenas 1,5% das emissões de gases potencialmente causadores do fenômeno do aquecimento global, no caso brasileiro, provêm do setor elétrico, enquanto, no mundo, 24% provêm dessa atividade. Mesmo com algum arredondamento dessa cifra, o número brasileiro será cerca de duzentas vezes menor que o de países como a China e os Estados Unidos. Essa enorme desproporção em favor do Brasil se deve, sem dúvida alguma, à composição das respectivas matrizes de geração.

Entretanto, as emissões de CO<sub>2</sub> geradas por usinas térmicas, no Brasil, aumentaram 122% no período entre 1994 e 2007, notadamente a partir de 2000. Elas cresceram de 10,8 milhões, em 1994, para 24,1 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, em 2007, de acordo com estimativa divulgada pelo Ministério do Meio Ambiente sobre emissões dos setores industrial e energético do País<sup>26</sup>. Nesse período, a capacidade instalada de térmicas cresceu 202%, passando de 7.051 MW para 21.324 MW.

A tendência ao aumento de emissões de GEE continua firme, em paralelo

<sup>26</sup> O desmatamento era responsável por cerca de 70% das emissões totais do Brasil em 1994, segundo o MMA. Os números atuais do Ministério apontam para 60%. Isso se deve ao aumento da participação dos setores energético e industrial nas emissões de GEE de 18% para valores próximos de 30%.

ao crescimento da participação das térmicas na matriz de geração nacional. Tanto isso é verdade que a própria EPE, ao preparar o Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017, do Ministério de Minas e Energia, fez projeções sobre esse aumento.

O Plano prevê, no que convencionou chamar de configuração de referência – situação em que não haveria atrasos na licitação de hidrelétricas –, um aumento da emissão de GEE para um patamar de 39,3 Mt de CO<sub>2</sub> equivalente em 2017, decorrente da geração de 5.998 MW med a partir de combustíveis fósseis. Esse número representa um aumento de cerca de 172% em relação às emissões de 2008, que alcançavam 14,43 Mt de CO<sub>2</sub> equivalente. A única boa notícia, nesse caso, é que há previsão de uma pequena redução da emissão de GEE de 2016 para 2017 devido à entrada em operação de usinas hidrelétricas.

Detalhando a variação da emissão de GEE nessa configuração de referência, o Plano destaca o aumento das emissões das térmicas a carvão mineral e a óleo combustível ao longo do decênio, que atingirão, respectivamente, 22,05 Mt e 5,67 Mt de CO<sub>2</sub> equivalente no ano de 2017. O gás natural terá a segunda maior participação nas emissões, com 11,38 Mt de CO<sub>2</sub> equivalente, apesar do pouco crescimento previsto pelo PDE da geração a gás e do menor fator de emissão desse combustível, em comparação com os demais combustíveis fósseis.

No caso da mencionada hipótese de postergação dos projetos hidrelétricos

cos, em razão da dilatação dos prazos de licenciamento ambiental (principalmente para a obtenção da Licença Ambiental Prévia), foram construídas duas alternativas para garantir a expansão da oferta. Nelas, foram considerados disponíveis os seguintes recursos: gás natural, carvão mineral e fontes alternativas (PCH, biomassa, eólica). Ambas as alternativas são consideradas suficientes para manter o atendimento ao mercado, dentro dos critérios de garantia de suprimento do CNPE.

Na primeira alternativa, os atrasos das hidrelétricas forçariam o crescimento da geração a partir de combustíveis fósseis (primordialmente gás natural e carvão mineral, além de óleo diesel e combustível), com um aumento de emissões de GEE de 87% em relação à configuração de referência.

Nesse mesmo cenário, ainda conforme o PDE, o carvão mineral passará a ser o maior responsável pelas emissões de GEE já em 2011, atingindo, em 2017, o volume de 49 Mt de CO<sub>2</sub> eq.. Esse volume será maior que o total das emissões calculadas para toda a configuração de referência, no mesmo período, que estariam situadas em 39 Mt de CO<sub>2</sub> eq. As emissões oriundas do gás natural atingirão, ao final do mesmo período, o patamar de 22 Mt de CO<sub>2</sub> eq., quase duas vezes o volume que emitiriam na configuração de referência (12 Mt de CO<sub>2</sub> eq.). As emissões das térmicas a óleo, por sua vez, atingirão 4 Mt de CO<sub>2</sub> eq.

Na segunda alternativa, o total de emissões de GEE das termelétricas

deverá atingir aproximadamente 74 Mt de CO<sub>2</sub>eq., em 2017, o que representará um aumento de cerca de 90% em relação à configuração de referência. O carvão mineral será, também aqui, o maior responsável pelas emissões de GEE, atingindo, em 2017, o volume de 51 Mt de CO<sub>2</sub> eq. As emissões provenientes de termelétricas a gás natural e a óleo combustível atingirão, ao final do período, 16 e 7 Mt de CO<sub>2</sub> eq., respectivamente.

Há outra discussão importante no que diz respeito ao tema ambiental. Trata-se das emissões de GEE pelas usinas hidrelétricas. Informações objetivas sobre o assunto são escassas. Tem-se, no entanto, informações preliminares oriundas de uma pesquisa que vem sendo conduzida por Furnas Centrais Elétricas.

Esse projeto, denominado *O Balanço de Carbono nos Reservatórios de Furnas Centrais Elétricas S.A.*, conta com a participação das Universidades Federais de Juiz de Fora e do Rio de Janeiro, do Instituto Internacional de Ecologia e Gerenciamento Ambiental, de São Carlos (SP), e do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), e vem sendo conduzido em dez usinas pertencentes à estatal, com duração prevista de cinco anos. Segundo os cientistas, é a primeira vez que se faz um trabalho com medições de emissão de gases em vários pontos dos rios, das represas, em várias profundidades e em várias épocas do ano.

Os primeiros resultados do projeto mostram que os lagos formados por

hidrelétricas “jovens”, isto é, com seis a dez anos de operação, pouco contribuem para o aumento do efeito estufa, em comparação com uma usina termelétrica de igual potência. A emissão de carbono por MW gerado é cem vezes menor. Mais ainda, foram observados reservatórios que, em alguns momentos, apresentam o efeito líquido de retenção de carbono, isto é, mais absorvem que emitem carbono.

Os resultados parciais da pesquisa mostram ainda que o metano (CH<sub>4</sub>), cujo potencial de contribuir para o aquecimento global é 21 vezes superior ao do CO<sub>2</sub>, representa uma parcela muito pequena da emissão. As quantidades de carbono retido no sedimento são maiores que as emitidas sob a forma de CH<sub>4</sub>, principalmente nos reservatórios mais antigos, que, segundo os pesquisadores, funcionam como verdadeiros sumidouros de carbono.

Contudo, tendo em vista que a maior parte dos GEE emitidos por uma represa decorrem da morte das árvores submersas, a vantagem das hidrelétricas é mais clara, neste aspecto, quando se trata de usinas fora da Amazônia. É o caso das Usinas Manso e Serra da Mesa, ambas situadas no cerrado, onde a vegetação inundada corresponde a uma biomassa menor que a inundada na floresta, razão pela qual as usinas tendem a emitir menos GEE. Os números já disponíveis para essas usinas mostram que a emissão de carbono medida (em tC), chega a corresponder a um centésimo do emitido por uma termelétrica a gás ou a óleo combustível de igual

potência. É preciso lembrar, contudo, que a maior parte do potencial hidrelétrico a ser explorado, cerca de 65% do total, encontra-se justamente na Amazônia.

A solução para esse problema permanece simples, de todo modo. Ele reside no cumprimento da Lei nº 3.824, de 23 de novembro de 1960, a “Lei da Destoca”, que mitigaria significativamente esse impacto. Essa Lei torna obrigatória a destoca e a limpeza das bacias hidráulicas dos açudes, represas ou lagos artificiais *construídos pela União, pelos Estados, pelos Municípios ou por empresas particulares que gozem de concessões ou de quaisquer favores concedidos pelo Poder Público.*

Tratada a questão das emissões de GEE, passemos ao problema do desmatamento, outra questão ambiental importante quando se trata de usinas hidrelétricas.

O bioma amazônico tem, no total, em torno de 6,6 milhões de km<sup>2</sup>. A sua parte brasileira, que representa cerca de 64% do total, ocupa 4.197.000 km<sup>2</sup>. 16% desse bioma são ocupados por Unidades de Conservação; 25% por terras indígenas, e 59% têm destinação a outros usos<sup>27</sup>.

De acordo com a EPE, 0,22% da parte brasileira do bioma amazônico são hoje ocupados por hidrelétricas em operação, e 0,03% poderão vir a sê-lo, pelo conjunto potencial de usinas

<sup>27</sup> TOLMASQUIM, Maurício T., apresentação na Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, em 12 de abril de 2007.

futuras. Assim, a considerar o dado da EPE, todas as usinas hidrelétricas existentes e a serem construídas ocupariam menos de 10.500 km<sup>2</sup> de floresta, ou seja, apenas 0,16% de todo o bioma amazônico, se incluída a parte não nacional do bioma.

As queimadas, por sua vez, destruíram 12.911 km<sup>2</sup> da Floresta Amazônica entre agosto de 2007 e julho de 2008, segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). O número é 12% maior que o registrado nos doze meses imediatamente anteriores, quando o desmatamento alcançou 11.532 km<sup>2</sup>. Em toda a série, iniciada em 1988, a menor taxa foi registrada em 1991 (11.030 km<sup>2</sup>), e pior ano foi o de 1995, quando 29.059 km<sup>2</sup> foram devastados.

Segundo esses dados, portanto, a área total a ser ocupada pelos reservatórios de todas as usinas instaladas e potencialmente instaláveis na Amazônia brasileira permanece inferior àquela que foi desmatada em 1991 – ano em que menos se queimou a floresta em toda a série acompanhada pela INPE, ou seja, desde 1988.

Outro dado, este proveniente de um levantamento feito pela Associação Brasileira dos Investidores em Auto-produção em Energia Elétrica (ABIAPE), em 2009, mostrou que 19 usinas hidrelétricas à época em processo de obtenção de Licença Ambiental Prévia no IBAMA, correspondentes a uma capacidade de geração de 20.277 MW, ocuparão, com seus reservatórios, uma área equivalente a 6,1% do desmatamento detectado na Amazô-

nia no quinquênio 2004-2008, quando foram consumidos 56.688 km<sup>2</sup> de floresta.

Considerados estes dados, é possível obter-se um vislumbre mais objetivo do potencial de impacto da geração hidrelétrica na Amazônia, em termos da emissão de GEE. Mas parece importante, ainda, procurar fazer uma avaliação comparativa das vantagens e das desvantagens apresentadas por hidrelétricas e por termelétricas, no que diz respeito a outros aspectos sócio-ambientais.

As hidrelétricas geram, é verdade, um forte impacto no momento da sua implantação. Entre os aspectos negativos a destacar, podemos vir a encontrar em variáveis proporções, a depender do caso, o deslocamento de comunidades, a destruição de ecossistemas naturais, a mudança na composição da fauna aquática e a inundação de sítios de importância histórica, arqueológica e turística.

No que diz respeito ao deslocamento de comunidades, por exemplo, nada supera Três Gargantas, na China, que irá desalojar cerca de quatro milhões de pessoas. Esse será o preço a pagar para que outras 15 milhões de pessoas e 1,5 milhão de hectares, na planície de Jiangnan, a jusante da barragem, não sofram mais com inundações, como a que matou 400 mil pessoas em 1931. Em 1954, numa outra enchente, os mortos subiram a 33 mil, e, em 1998, se “apenas” 1.562 pessoas morreram, uma população de 2,6 milhões foi atingida pelas enchentes, de algum modo.

Todavia, as hidrelétricas têm seu impacto inicial atenuado ao longo do tempo, com a estabilização progressiva das novas condições ambientais. Hoje, ninguém mais fala do impacto da construção da usina de Itaipu, apesar do pouco cuidado tomado à época para mitigá-lo. Cabe acrescentar que ninguém tem mais interesse nos cuidados para com a vegetação das margens dos rios, notadamente no trecho a montante da usina, que os seus concessionários. A vida do rio e a preservação de seu fluxo d'água para geração dependem fundamentalmente da manutenção das matas ciliares da bacia afluyente, que se torna, assim, de grande interesse do gerador.

As hidrelétricas têm, ainda, inegáveis vantagens sobre as outras opções de geração, quer sob a ótica dos usos múltiplos de seus reservatórios, de grande potencial gerador de benefícios sócio-econômicos, quer pela existência de mecanismos legais e infralegais consolidados, que induzem à contraprestação de compensações de natureza financeira e ambiental decorrentes do empreendimento.

Os reservatórios, além de promover a regulação de vazões e o controle de enchentes das bacias, conforme já aludido, contribuem para a produção de alimentos e para a pesca, prestam-se ao turismo e ao ecoturismo, e servem à irrigação e ao transporte hidroviário de cargas e de passageiros, entre outras finalidades.

Outra vantagem importante decorrente da capacidade de reservação

das hidrelétricas é que ela viabiliza comercialmente as térmicas a biomassa de cana-de-açúcar. Essas usinas geram apenas na safra – que, no Sudeste, por exemplo, vai de maio a novembro –, mas, graças à sua complementaridade sazonal com as hidrelétricas, podem firmar contratos de suprimento constante para o ano inteiro. Essa capacidade de regularização das hidrelétricas com reservatório também serve para suavizar as naturais variações de produção de energia eólica, o que na Europa, por exemplo, é feito por térmicas<sup>28</sup>.

Em muitos casos, até os problemas sócio-ambientais decorrentes da implantação de hidrelétricas podem se transformar em oportunidades de geração de melhorias sócio-econômicas para uma região, como, por exemplo, no caso de re-locação de comunidades carentes, até então submetidas a condições de vida degradantes. Em muitos casos (talvez não em todos), por força da re-locação, elas são transferidas para novos bairros e conjuntos habitacionais, com melhores condições de vida, por força das medidas compensatórias e mitigadoras previstas na legislação.

Além disso, a Constituição de 1988 previu a Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos para Fins de Geração de Energia Elétrica (CF). Trata-se de percentual correspondente a 6,75% da energia vendida, que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam a Estados, Municípios e órgãos da adminis-

<sup>28</sup> VEIGA, Mário e KELMAN, Rafael, op. cit.

tração direta da União pela utilização de recursos hídricos.

Esses recursos, cuja arrecadação e distribuição são feitas pela ANEEL, contribuem bastante para a melhoria da qualidade de vida dos municípios onde se situam as usinas, além de servir a outras finalidades relevantes. 45% deles são destinados aos Municípios incluídos no perímetro dos reservatórios, ficando outros 45% com os Estados onde se situam os empreendimentos.

O percentual de 10% da Compensação que cabe à União é dividido entre o Ministério de Meio Ambiente, Recursos Hídricos e Amazônia Legal (3%); o Ministério de Minas e Energia (3%), e o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (4%), administrado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia.

As termelétricas efetivamente não ocupam grandes áreas e não promovem o desmatamento, nem o deslocamento de populações, além de poderem ser construídas mais rapidamente, consumindo relativamente menos capital que as hidrelétricas. Seus custos operacionais, entretanto, são muito altos, produzindo uma energia ao final significativamente mais cara que a de origem hídrica, onerando o consumidor, e emitindo quantidades comparativamente maiores de gases de efeito estufa, durante todo o tempo em que geram, onerando, nesse caso, a sustentabilidade ambiental de todo o planeta. E, diferentemente das hidroelétricas, não oferecem nenhum outro bene-

fício à sociedade além da geração de energia elétrica.

## 9. CONCLUSÃO

Inegavelmente eficiente, o parque gerador de energia elétrica brasileiro vem se apoiando, de maneira feliz, nas fontes de origem hídrica, já ao longo de muitas décadas, para crescer e cumprir, mesmo que com alguns tropeços, sua finalidade última de apoiar o desenvolvimento socioeconômico do Brasil.

Inicialmente lastreados em capital privado, grande parte de origem estrangeira, os empreendimentos de geração de eletricidade foram encampados pelo Estado, ao longo dos anos 1960, num período de grande dinamismo e expansão que sustentou – em larga medida – as bases do assim chamado *milagre econômico brasileiro*.

O esgotamento do modelo de investimento estatal, entretanto, no decorrer dos anos 1980, foi traumático, principalmente em função do adverso quadro político-decisório vigente à época, e gerou dificuldades cujo longo caminho de superação somente começou a ser trilhado com o reordenamento dos marcos legais e do mapa institucional do setor, a partir de 1995.

O novo modelo de operação do setor, baseado em capital privado, promoveu a desverticalização setorial – segmentando geração, transmissão e distribuição – e foi eficiente em renovar

o quadro institucional e em retomar os empreendimentos expansionistas, embora em ritmo insuficiente para evitar, na combinação de circunstâncias pluviométricas raras e adversas, a crise de abastecimento de 2001-2002.

Uma nova reorganização normativa e institucional foi promovida entre 2003 e 2004, desta vez com menor intensidade que a anterior, com os objetivos declarados de promover um melhor nível de planejamento setorial, aumentar a segurança do sistema e privilegiar os mecanismos que levassem à redução do preço da energia para o consumidor.

Uma das mudanças mais significativas foi tornar a Licença Ambiental Prévia condição indispensável à licitação de empreendimentos hidrelétricos. Outra foi a de reorganizar a contratação entre produtores e distribuidores de energia, estruturando-a num ambiente fortemente regulado, em que o estabelecimento de preços-teto pelo Governo desempenha importante papel.

A maneira como esses ajustes foram conduzidos – entre seu anúncio formal, bem no início da nova Administração Federal, em 6 de fevereiro de 2003, e a divulgação dos seus últimos instrumentos normativos, na metade de 2004 – ocasionou uma virtual paralisação da atividade de estudos e projetos relativos a novos aproveitamentos hidrelétricos. A essa virtual paralisia veio somar-se um recrudescimento do nível de oposição ao deslanche de novos empreendimentos.

Às organizações e movimentos contrários às hidrelétricas já em atividade no País, desde a década de 1970 – vários deles decorrentes do modo pouco aberto, participativo e respeitoso com que o Estado tocou empreendimentos hidrelétricos importantes, durante o período do regime militar – também vieram a juntar-se novos atores, alguns deles inclusive sediados dentro do aparelho de Estado e de Governo.

Tais circunstâncias, mesmo consideradas isoladamente, já determinariam, por si, um significativo aumento da participação da energia de origem térmica na composição da matriz de geração brasileira, conforme explicitado no próprio planejamento governamental. Os preços ao consumidor sofrerão com isso, até porque a estratégia de prevenção de riscos de desabastecimento também se baseia em termelétricidade – a altos custos, como comprovaram os despachos fora da ordem de mérito (preço), em 2008 e 2009.

A elas, entretanto, se soma um fator pouco evidente, nesse contexto. A capacidade de reserva das usinas hidrelétricas está decaindo, no âmbito do Sistema Interligado Nacional. Em decorrência, o Brasil, cujo parque gerador já ostentou um alto índice de capacidade de regulação plurianual, em passado relativamente recente, está perdendo rapidamente essa grande vantagem comparativa.

Isso significa mais do que simplesmente perder o poder de manejo das naturais variações do regime hidroló-

gico, em benefício da barata e regular geração de energia, e de mitigar ou evitar enchentes, na proteção das populações e atividades econômicas ribeirinhas. Significa também deitar fora parte não trivial do grande potencial hidrelétrico brasileiro ainda por explorar. É um quadro grave – até porque vem se consolidando à margem de qualquer amparo normativo mais bem definido, e de modo muito pouco transparente para o conjunto da sociedade.

Parece, ao fim e ao cabo, que o embate entre a urgente necessidade de contratar novos empreendimentos hidrelétricos, de um lado, e, de outro, a forte oposição que vários grupos de pressão se lhe opõem, acabou por instituir uma “política pública de fato”, que não encontra, em contrapartida, o necessário amparo da Lei.

Essa “política pública de fato”, que determina a construção de usinas hidrelétricas sem reservatórios (a fio d’água) – prejuízo que nunca mais poderá ser reparado, porque não se destruirá uma usina para construir outra, com reservatório, em seu lugar –, está em confronto com o conceito de *aproveitamento ótimo*, claramente estabelecido na Lei, mas que não vem sendo cumprido, em face de um insuperável veto branco oposto aos reservatórios, e que impede o licenciamento dos empreendimentos hidrelétricos.

Ora, não é possível duvidar, neste momento, da necessidade de observar critérios de rigor na avaliação dos impactos ambientais da atividade

econômica. Mais que um exercício de saudável racionalidade, esse assunto tornou-se objeto de um legítimo clamor social, tanto no Brasil quanto no restante do mundo. Não há que falar em tratamento especial para qualquer setor, por mais importante que seja. A todos os demais critérios de racionalidade na apreciação de qualquer empreendimento, juntou-se, de forma definitiva, o da preservação ambiental.

Existe, entretanto, no caso do setor de energia elétrica, um fenômeno preocupante. O setor de hidroeletricidade, cujos impactos ambientais são limitados e cujos benefícios são inúmeros, além da óbvia geração de energia elétrica, como se demonstrou neste trabalho, sofre uma pressão que vem, na prática, reduzindo dramaticamente a capacidade brasileira de utilizar seu potencial hidroenergético ainda inexplorado.

Os empreendimentos térmicos, entretanto, menos interessantes do ponto de vista da eficiência econômica e da mitigação do impacto poluidor e sem nenhum benefício secundário para a sociedade, seguem sendo aprovados e instalados sem maiores dificuldades, o que não parece nem um pouco racional do ponto de vista econômico ou ambiental.

A superação desse quadro parece urgente e relevante, a despeito da complexidade que há em produzi-la.

A matriz energética projetada para o Brasil, nos próximos anos, é progressivamente mais suja e mais perversa,

em termos de emissão de gases de efeito estufa. Essa inversão da tendência histórica não aconteceu por ser inevitável, nem é necessariamente definitiva. Revertê-la, entretanto, demandará uma nova postura de racionalidade e de transparência na ação do conjunto do Estado para com o setor elétrico.

Registramos, a seguir, algumas sugestões relativas ao que fazer, em nosso entendimento, para impulsionar o início do processo.

A primeira delas é – tendo em vista que, pela Constituição Federal, os potenciais de energia hidráulica são patrimônio da União e, portanto, de todos os brasileiros – no sentido da instituição, por via de Lei, de um conjunto explícito de políticas de aproveitamento dos potenciais hidrelétricos, no Brasil, a ser seguida pelo setor público, necessariamente baseado em *diretrizes objetivas* acerca de temas tais como:

- critério de uso do conceito de aproveitamento ótimo do potencial hidrelétrico das bacias;
- critérios orientadores para dimensionamento da reservação, em barragens;
- metodologia oficial de prevenção e manejo de riscos;
- métodos de acolhida das fontes alternativas de produção de energia no sistema brasileiro; e
- normas de transparência na divulgação dos custos do sistema e na

imposição de gravames por subsídio, entre outras.

Além disso, seria importante definir, em instância mais elevada do ordenamento jurídico, a competência da ANEEL como responsável pela definição do aproveitamento ótimo das bacias hidrográficas, sob as diretrizes da Lei. A Agência executa a atividade, hoje, a título quase precário, por força de decreto.

Se nada for feito, nessa direção, arriscam perder-se todos os objetivos colocados, em 2003, como guia da mini-reforma do setor, a saber: a promoção de um melhor nível de planejamento setorial, o aumento da segurança do sistema e, em especial, a redução do preço da energia cobrada ao consumidor.

## Referências bibliográficas

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, 3ª. ed. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008.

Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2009.

MONTALVÃO, Edmundo: “Impacto de Tributos, Encargos e Subsídios Setoriais Sobre a Conta de Luz dos Consumidores”, em [http://www.senado.gov.br/conleg/textos\\_discussao/texto62subs%EDdiosnosetorel%E9tricoedmun domontalvao.pdf](http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao/texto62subs%EDdiosnosetorel%E9tricoedmun domontalvao.pdf), acessado em 16.dez.2009.

Senado Federal. **A Crise de Abastecimento de Energia Elétrica**, Relatório. Brasília: Senado Federal, 2002.



# AVALIAÇÃO DE IMPACTO LEGISLATIVO NO BRASIL

Por:

Fernando B. Meneguim<sup>1</sup>

## Resumo

A avaliação de impacto legislativo é uma metodologia que pretende apoiar a escolha fundamentada de políticas legislativas. Este artigo procura incentivar o uso da avaliação de impacto legislativo no processo de elaboração das leis. Para tanto, são abordados alguns aspectos da área de conhecimento denominada Legística, com atenção para as avaliações legislativas e, em especial, a avaliação de impacto legislativo. Apresentam-se vantagens de elaborar a avaliação de impacto principalmente no caso das proposições que imponham benefícios ou custos relevantes para os agentes econômicos envolvidos ou que promovam grande alteração na distribuição de recursos da sociedade. São discutidos os principais itens que devem compor a avaliação de impacto, desde a identificação do problema a ser enfrentado até a comparação das análises custo-benefício das opções aventadas. Por fim, discute-se o que a legislação brasileira exige dos projetos legislativos encaminhados ao Congresso Nacional e o que realmente é apresentado. Para tanto, utiliza-se como exemplo duas recentes medidas provisórias enviadas pelo Poder Executivo ao Congresso Nacional, cuja crítica demonstra a incipiência da avaliação legislativa no Brasil.

## Abstract

A regulatory impact assessment is a methodology that intends to support the informed public choice of legislative policy. This article seeks to encourage the use of impact assessment in the process of drafting laws. Therefore, some aspects of the field of knowledge translated as “*Better Legislation Science*”<sup>2</sup> are addressed in this article, focusing on performance evaluation, and particularly, on impact assessment. This paper presents advantages to the development of performance evaluation par-

<sup>1</sup> Doutor em Economia, Mestre em Economia do Setor Público. Consultor Legislativo do Senado. E-mail: meneguim@senado.gov.br

<sup>2</sup> Other options are – Better Regulation Science or Legislation Theory – to translate the expression in Portuguese – Legística.

ticularly in the case of propositions which impose relevant costs or benefits to the economic agents involved or propositions that promote major changes in the distribution of resources in society. We discuss the key factors that necessarily structure the assessment, beginning with the identification of the confronted problem, following a comparison of the cost-benefit analyses of the proposed options. Finally, we discuss what is required by the Brazilian legal system in terms of legislative bills sent to Congress and what is actually presented. For this purpose, we discuss two recent provisional decrees with the force of law sent by the Executive to Congress which demonstrates the incipient stage of impact assessment of legislative bills in Brazil.

## SUMÁRIO

Introdução. I. Legística e os critérios para a avaliação legislativa. II. Avaliação de impacto. III. Evidência legislativa no Brasil. III.1 A Questão previdenciária. III.2 Alteração na tributação. IV. Considerações Finais. Referências Bibliográficas

## INTRODUÇÃO

A discussão das proposições legislativas no Congresso Nacional é uma etapa extremamente importante da instituição das políticas públicas e dos programas governamentais, que na maior parte das vezes só podem ser implementados após a aprovação e o início da vigência de lei federal. Es-

sas iniciativas afetam a vida de todos os residentes no País em áreas como educação, saúde, segurança pública, meio ambiente e mercado financeiro. Além disso, tais leis impõem condições às organizações privadas, aos governos estaduais e municipais, enfim, a cada cidadão e à economia como um todo.

Devido à importância dessa legislação e os custos e benefícios gerados por ela, torna-se essencial, na fase de discussão, que se avalie criteriosamente a proposição. Devem ser respondidas perguntas como: qual o benefício que tal projeto, se aprovado, trará ao público; como o programa governamental deve ser definido e como será administrado; quais os incentivos envolvidos para o alcance do objetivo pretendido e quais conseqüências esperadas ou inesperadas podem advir; quais os recursos necessários para o desenvolvimento do que se pretende; como será a avaliação da execução do programa.

Apesar de haver assessores técnicos especializados em diversas áreas no Congresso Nacional brasileiro, há a necessidade de padronizar a realização de uma avaliação sistemática de determinados projetos legislativos, principalmente daqueles que mais influenciarão a vida dos cidadãos. Essa preocupação vem sendo levantada em diversos países, e os estudos relacionados ao tema denominam essa apreciação pormenorizada dos projetos legislativos de avaliação de impacto legislativo. No âmbito da União Européia, a avaliação de impacto é um elemento chave para o andamento

das propostas da Comissão Européia, tanto que houve a publicação de um guia para ajudar na elaboração dos relatórios, cujo objetivo é também estimular os países membros a organizarem suas próprias avaliações<sup>3</sup>. Nos Estados Unidos, apesar de não haver uma sistematização do tema, a tarefa de avaliar as proposições de programas governamentais vem sendo elaborada pela Consultoria do Congresso Americano<sup>4</sup>. Na Inglaterra, existe um órgão criado pelo Parlamento Britânico<sup>5</sup>, cuja função é garantir que as leis sejam justas, modernas, simples e eficientes, no sentido de alcançarem o objetivo desejado com o menor custo possível.

Mesmo sabendo ser consensual o fato de as leis exigirem profunda análise no momento de sua elaboração, não é demais citar o jurista Victor Nunes Leal, quando diz:

*Tal é o poder da lei que a sua elaboração reclama precauções severíssimas. Quem faz a lei é como se estivesse acondicionando materiais explosivos. As conseqüências da imprevisão e da imperícia não serão tão espetaculares, e quase sempre só de modo indireto atingirão o manipulador, mas podem causar danos irreparáveis<sup>6</sup>.*

Várias são as motivações para se integrar a avaliação legislativa ao processo de elaboração de uma lei. Uma delas

é a possibilidade de se enquadrarem processos racionais e científicos à produção jurídica. Além disso, conforme explica Salinas (2008), ao comentar o artigo “Avaliação da legislação nos Países Baixos”, de Wim Voermans, outros motivos justificadores da importância da avaliação legislativa têm sido suscitados, tais como o uso político estratégico que as minorias parlamentares podem fazer dela no sentido de trazer para a pauta questões não contempladas inicialmente, ou sua utilização por grupos parlamentares que pretendem acelerar a tomada de decisão política, contrabalançando a falta de consenso sobre o projeto com uma avaliação pormenorizada que preveja todas as conseqüências no caso de sua aprovação. Além dessa função estratégica, menciona-se também a função legitimadora da avaliação legislativa: esta pode conduzir à obtenção de apoio público a um ato normativo, na medida em que oferece a oportunidade de se consolidar, de forma imparcial, todos os prós, contras e alternativas em um único documento.

A experiência brasileira mostra que, apesar de existirem alguns projetos elaborados com base em fundamentos técnicos, não há um modelo sistemático para avaliação das proposições, tampouco o assunto é abordado com freqüência na literatura acadêmica, tanto jurídica quanto econômica. Este artigo pretende consolidar os ensaios existentes sobre o tema e lançar as bases de um modelo de avaliação de impacto legislativo para o caso brasileiro. Para tanto, o presente estudo encontra-se dividido da seguinte maneira.

<sup>3</sup> Impact Assessment Guidelines, disponível em: [http://ec.europa.eu/governance/impact/commission\\_guidelines/commission\\_guidelines\\_en.htm](http://ec.europa.eu/governance/impact/commission_guidelines/commission_guidelines_en.htm)

<sup>4</sup> Congressional Research Service. Ver Brass, Williams e Nuñez-Neto (2006)

<sup>5</sup> British Law Commission (<http://www.lawcom.gov.uk/index.htm>)

<sup>6</sup> Ver Leal (1960).

Na primeira seção, comentam-se alguns aspectos relacionados à ciência da legislação e à avaliação legislativa. Na seção II, analisa-se detidamente a avaliação de impacto propriamente dita. Na terceira seção, elabora-se uma crítica a duas medidas provisórias encaminhadas ao Congresso Nacional em 2009, uma que aumenta os benefícios previdenciários e outra que muda a legislação tributária para incentivar a construção civil, sendo que a compensação da queda na arrecadação é feita por meio do aumento dos tributos incidentes sobre o cigarro. Junto a essas análises, comenta-se o que a legislação brasileira recomenda para a tramitação das proposições. Por fim, na seção IV, expõem-se as considerações finais do trabalho.

## I. LEGÍSTICA E OS CRITÉRIOS PARA A AVALIAÇÃO LEGISLATIVA

Neste tópico, apresentam-se alguns conceitos difundidos na literatura sobre o tema. Primeiramente, cabe tratar da área do conhecimento denominada Legística. Tal disciplina ocupa-se de como fazer as leis, de forma metódica e sistemática, tendo por objetivo aprimorar a qualidade desses atos normativos.

A Legística oferece uma série de técnicas e ferramentas para criar leis necessárias e adequadas aos fins a que se destinam. Dentre essas ferramentas, destacam-se: as avaliações legislativas, realizadas antes ou depois da implementação da lei, com o fim de

antecipar o seu impacto ou verificar sua efetividade; as consultas à sociedade, realizadas com o objetivo de assegurar a transparência do processo e a ampliação da participação, em benefício da eficácia e da efetividade da lei; e a utilização de técnicas aprimoradas de redação legislativa, desenvolvidas com o fim de garantir a clareza e a coerência da norma.<sup>7</sup> Basicamente, a Legística pode ser dividida em dois ramos: Material e Formal.

Conforme explica Salinas (2008):

*Legística Material ou Metódica da Legislação corresponde a um ramo da Ciência da legislação que se propõe a desenvolver os preceitos metodológicos para cada uma das etapas do processo de elaboração do conteúdo das normas jurídicas, diferenciando-se da Legística Formal, que se ocupa da sistematização, redação e comunicação legislativa.*

A avaliação legislativa, integrante da Legística Material, deve ser empreendida para analisar os impactos decorrentes da aplicação de uma legislação. Entende-se, assim, que a avaliação legislativa deve examinar se a legislação será: efetiva, ou seja, se o comportamento adotado pelos destinatários da norma estará de acordo com o esperado; eficaz, no sentido de que o texto legal deve estar formulado para que os objetivos sejam alcançados; e eficiente, isto é, se os benefícios oriundos da lei compensarão os custos impostos por ela, além de serem os menores possíveis.

<sup>7</sup> <http://www.almg.gov.br/eventos/Legistica/imagens/legistica.pdf>

Quanto aos dois primeiros critérios, vale comentar que a efetividade representa um fator condicionante da eficácia, embora não seja determinante. Caupers (2003) apresenta exemplo que ilustra bem a questão da efetividade e da eficácia. Considere uma lei que tornou obrigatório o uso de capacete para condutores e passageiros de motocicletas com o objetivo de reduzir as mortes por traumatismo craniano nos acidentes com choque de veículos. Se for demonstrado que as pessoas passaram a utilizar o capacete em função da nova lei, esta pode ser considerada efetiva. No entanto, se os óbitos em virtude de traumatismo craniano persistirem, a nova lei deve ser considerada ineficaz.

Além de se analisar a efetividade, a eficácia e a eficiência, a avaliação de impacto deve considerar outros efeitos produzidos pela legislação, inclusive conseqüências inesperadas pelo legislador. No exemplo de Caupers (2003), podemos vislumbrar que a obrigatoriedade do uso do capacete tenha levado os motociclistas a serem menos cautelosos no trânsito, gerando mais acidentes.

Feitas essas considerações, a seção seguinte discorre sobre a avaliação de impacto legislativo.

## II. AVALIAÇÃO DE IMPACTO

Cooter & Ulen (2008) ensinam que a Economia disponibiliza uma teoria comportamental, baseada em como as pessoas respondem a incentivos, que permite prever a reação delas

diante dos dispositivos da lei, superando a intuição e o senso comum. A avaliação de impacto legislativo pode ser justamente entendida como uma análise econômica da legislação.

Infelizmente, a escassez de recursos é muito mais uma regra do que uma exceção, de modo que os governantes devem fazer escolhas de forma a utilizar o orçamento da maneira mais eficiente possível. Por meio dos tributos e dos estímulos fiscais, o setor público orienta os consumidores e os investimentos privados e procura corrigir distorções existentes na economia. A análise econômica social serve para examinar os efeitos diretos e indiretos que serão causados por determinado projeto, de forma a identificar se a economia como um todo está sendo favorecida ou prejudicada.

Na avaliação privada, os fatores e produtos são valorizados a preços de mercado. No entanto, na análise econômica social, utilizam-se os preços sociais. Ao contrário dos preços de mercado, que representam os benefícios e custos de oportunidade para as empresas e indivíduos, os preços sociais refletem o custo de oportunidade para a economia como um todo. Quando as hipóteses subjacentes aos modelos de livre concorrência prevalecem, os dois preços são iguais. Na vida real, entretanto, essas hipóteses não são verificadas em diversas situações, por exemplo, quando há externalidades, presença de bens públicos ou assimetria de informações. Nesses casos, o custo social e o privado podem diferir substancialmente.

Assim como a análise econômica social pretende clarear a escolha dos melhores projetos para a sociedade, a avaliação de impacto legislativo procura proporcionar aos legisladores uma forma de fazerem uma escolha eficiente economicamente<sup>8</sup>. Isso significa que a legislação aprovada deve gerar uma situação em que os recursos são alocados de tal maneira que os ganhos advindos para todos os agentes econômicos envolvidos sejam maiores do que as perdas suscitadas pela nova norma.

Garoupa (2006) resume bem quais os propósitos da avaliação de impacto legislativo ou da análise econômica da legislação:

- Contextualização jurídica e análise jurídica da legislação;
- Análise custo-benefício;
- Análise econômica complementar com implicações para equidade e justiça social.

O estudo jurídico é importante de forma a evitar uma avaliação espúria e desprovida de contexto institucional e constitucional. Normalmente, as análises que vêm sendo feitas atualmente abarcam somente essa faceta.

A análise custo-benefício é o processo usado para a determinação da eficiência econômica global. Comparam-se os custos com os benefícios sociais que provavelmente resultarão da proposição legislativa e estes com

o resultado de alternativas, de forma a escolher o projeto que apresenta a maior diferença positiva entre os benefícios globais (econômicos e sociais) e os custos globais.

A análise econômica complementar é necessária porque a avaliação do custo-benefício sozinha é neutra com relação à distribuição dos recursos, isto é, reconhece-se que há grupos que ganham e grupos que perdem, mas a transferência de um grupo para outro é economicamente neutra. Conforme Garoupa (2006) ressalta, um dos aspectos mais importantes da análise econômica complementar é verificar o grau de concentração dos custos e benefícios, em particular se os custos são disseminados e os benefícios concentrados.

Após essas considerações, há que se perguntar se todos os projetos legislativos devem receber uma avaliação de impacto. Pode-se estabelecer algum critério de forma que não se banalize a avaliação de impacto legislativo. Merecerão avaliação as proposições que imponham ou reduzam custos à iniciativa privada, ao terceiro setor ou ao próprio setor público acima de um determinado valor a ser fixado pelos parlamentares ou pelos governantes. Também cabe a avaliação de impacto nas situações em que ocorrerá uma grande redistribuição de custos e benefícios entre grupos da sociedade.

A seguir, listaremos os principais itens que devem integrar a avaliação de impacto legislativo. Essa lista foi realizada tomando por referência o documento publicado pela Comissão

<sup>8</sup> Eficiência do ponto de vista de Kaldor-Hicks. A definição é explicada a seguir no texto.

Européia, denominado *Impact Assessment Guidelines*, com adaptações para o caso brasileiro<sup>9</sup>. Cabe ressaltar que essa listagem não pretende ser terminativa; outras considerações podem ser incorporadas, principalmente devido às peculiaridades de cada tema que está sendo analisado.

O primeiro passo em uma avaliação de impacto legislativo é ter claramente definido qual o problema que se está querendo enfrentar com determinada proposição. Uma boa definição do problema com um completo entendimento da situação é fundamental para a fixação dos objetivos e das alternativas para atacá-lo. Esse quesito envolve identificar todos os agentes econômicos relacionados com a questão ou afetados por ela. Deve-se explicar por que a intervenção é necessária, incluindo a construção de um cenário base para que se avaliem as opções.

Feita essa análise inicial, é preciso estipular os objetivos da proposição, que devem estar relacionados diretamente com o problema definido e suas raízes. Essa etapa é importante porque a partir dela é que serão identificadas as possíveis ações a serem tomadas.

Ciente do problema e dos objetivos, alcança-se a etapa de apresentar as opções para atingir os objetivos. A idéia de haver mais de uma alternativa permite uma melhor reflexão do tema, além de garantir mais transparência para a opção escolhida.

<sup>9</sup> Impact Assessment Guidelines, disponível em: [http://ec.europa.eu/governance/impact/commission\\_guidelines/commission\\_guidelines\\_en.htm](http://ec.europa.eu/governance/impact/commission_guidelines/commission_guidelines_en.htm)

Tendo o rol de opções, deve-se verificar o arcabouço jurídico que envolve o tema, a legislação relevante associada, assim como os limites legais para a nova proposição. Algumas opções podem suscitar vícios jurídicos, o que impediria a perfeita implementação dos dispositivos aprovados na nova legislação.

Após a contextualização jurídica, há que se identificar os impactos econômicos e sociais caso a legislação seja aprovada, quem serão os afetados e como. Além da análise qualitativa, deve-se tentar uma avaliação quantitativa das medidas, relacionada com uma análise de sensibilidade a fatores externos, como taxa de crescimento econômico ou fatores demográficos que promovam alterações na estrutura populacional, bem como associada a uma análise de risco que preveja possíveis efeitos adversos com suas respectivas probabilidades de realização. Também é neste tópico que se fazem considerações sobre os impactos distributivos: estudar quem são os ganhadores e perdedores ajuda a antecipar obstáculos na tramitação e na implementação da proposição.

Como dito anteriormente, para cada tema, perguntas específicas devem ser feitas. Por exemplo, no exame de um projeto legislativo que promova a inclusão social de um grupo particular da sociedade, é natural que surjam algumas questões como: A opção adotada afeta o acesso ao mercado de trabalho? Há geração direta ou indireta de desigualdade? As medidas prejudicam o acesso igualitário a bens e serviços? Há conseqüências para a

conjuntura econômica de forma geral? Grupos específicos de indivíduos ou determinadas regiões do País são mais influenciados que outros?

Para cada alternativa aventada, é importante mensurar os custos administrativos<sup>10</sup> envolvidos e os benefícios decorrentes da simplificação da legislação, que é uma bandeira de praticamente todos os países, uma vez que quanto mais simples forem as leis, mais perdas de recursos serão evitadas.

Por fim, há que se fazer a comparação entre as alternativas aventadas. Para tanto, realiza-se a análise custo-benefício para se comparar a diferença positiva entre os benefícios globais (econômicos e sociais) e os custos globais de cada opção.

Nesse ponto, cabem algumas considerações sobre eficiência e análise de custo-benefício. Se uma nova lei buscar eficiência de Pareto, será exigida uma alocação para os recursos de tal forma que nenhuma reordenação diferente possa melhorar a situação de alguém sem piorar a situação de qualquer outra pessoa. Por esse critério, seria muito difícil haver qualquer mudança aprovada, a menos que os ganhadores explicitamente compensassem os perdedores. Se não houvesse essa compensação explícita, os perdedores poderiam vetar a alteração<sup>11</sup>.

Para solucionar essa dificuldade, adotou-se a eficiência sob o ponto de

vista de Kaldor-Hicks, em que se reconhece a existência de ganhadores e perdedores nas modificações, sendo apenas exigido que o ganho total seja maior que a perda total para que a alteração seja considerada eficiente. Em essência, essa é a técnica da análise de custo-benefício, ou seja, vale empreender uma mudança se os benefícios excederem os custos.

Uma crítica importante que se faz à análise de custo-benefício é que essa metodologia mede o bem-estar apenas em termos financeiros, desconsiderando a utilidade marginal decrescente da renda, isto é, o ganho ou a perda de uma unidade monetária para os pobres é muito mais representativo do que o ganho ou a perda da mesma unidade monetária para uma pessoa rica. Adler e Posner (2000) minimizam esse fato argumentando que considerações distributivas e de justiça social podem ser apreciadas em conjunto com a análise de custo-benefício e que os parlamentares devem pesar essas considerações no momento da tomada de decisão.

O fato de a análise de custo-benefício não contemplar os aspectos de justiça social não enfraquece a defesa da necessidade da avaliação de impacto legislativo, tanto que um dos componentes da avaliação é a análise econômica complementar, que tem por um de seus objetivos o estudo de como os recursos serão distribuídos, conforme descrito anteriormente.

Concluída a elaboração da avaliação de impacto, o projeto legislativo estará pronto para tramitar, com as van-

<sup>10</sup> Entende-se por custos administrativos aqueles impostos aos destinatários da lei para cumprirem alguma obrigação acessória como prestar informação às autoridades públicas sobre sua atividade ou produção.

<sup>11</sup> Cooter & Ulen (2008)

tagens de que o assunto entrará na pauta, acompanhado de um estudo transparente, que embasará a decisão política. Outra vantagem consiste no fato de o Congresso passar a ter mais facilidade de aprovar medidas impopulares, mas necessárias, pois o relatório de impacto mostrará de forma imparcial os custos e os benefícios para a sociedade.

Um programa que institucionalize a avaliação de impacto promoverá certamente uma mudança na produção legislativa de forma a tornar o sistema jurídico mais efetivo, eficaz e eficiente.

No âmbito do Poder Executivo, poderia haver um órgão junto ao Ministério da Justiça ou à Casa Civil que elaborasse, em conjunto com as áreas temáticas, a avaliação de impacto dos projetos legislativos e medidas provisórias que fossem encaminhados ao Congresso Nacional. Junto ao Poder Legislativo, essa atividade poderia ser desenvolvida pelas Consultorias Legislativas e de Orçamentos do Senado e da Câmara dos Deputados quando as proposições fossem iniciadas nestas Casas ou quando houvesse necessidade de aprofundar uma avaliação vinda do Poder Executivo. Em ambos os casos, há a possibilidade de convênios com outras instituições que possam colaborar na realização da avaliação, principalmente em tarefas de coleta e análise de dados.

No próximo tópico, a título de estudo de caso, apresentam-se críticas à Medida Provisória nº 475, de 23 de dezembro de 2009, que dispõe sobre o reajuste dos benefícios mantidos pela

Previdência Social, e à Medida Provisória nº 460, de 30 de março de 2009, que visa modificar alguns aspectos da legislação tributária.

### III. EVIDÊNCIA LEGISLATIVA NO BRASIL

#### III.1. A Questão previdenciária

A Medida Provisória nº 475, de 2009, basicamente reajusta os benefícios superiores ao salário mínimo dos aposentados e pensionistas do Regime Geral de Previdência Social, em 6,14%, a partir de janeiro de 2010. Além do texto legal propriamente dito, acompanha a Medida Provisória uma sucinta exposição de motivos.

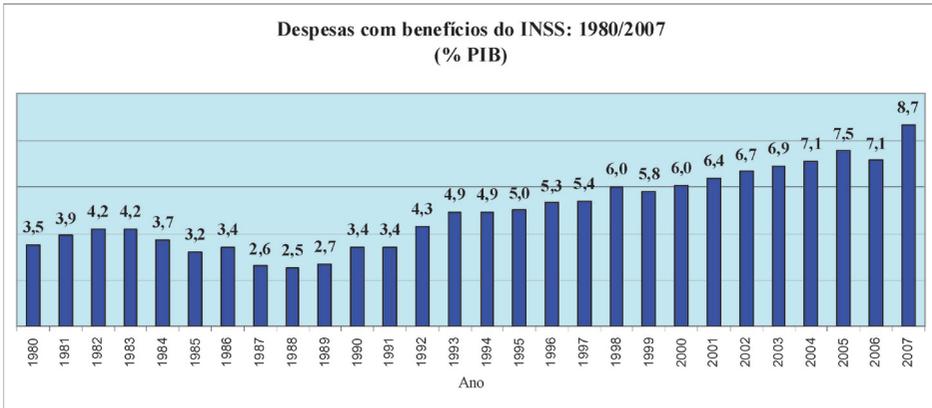
Primeiramente, não foi explicitado qual o problema a ser enfrentado pela Medida Provisória em pauta. Sabe-se que a Constituição Brasileira determina que os benefícios sejam reajustados de forma a preservar seu valor real, ou seja, que eles recebam a correção monetária do período. Podemos inferir que esse seja o motivo da intervenção, mas isso não explica por que o reajuste foi de 6,14%, enquanto o índice de inflação a ser utilizado nesse caso, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor – INPC, foi de 3,45% no respectivo período (fevereiro a dezembro de 2009). As aposentadorias, dessa forma, não terão apenas seu valor preservado, mas receberão um aumento real. Apesar desse gasto extra, a Medida Provisória não estava

acompanhada de nenhum estudo de equilíbrio atuarial, tampouco de análise do efeito na carga tributária.

Embora não tenha havido a apresentação de uma avaliação, se considerarmos a evolução da despesa da

Seguridade Social, conforme ilustra o Gráfico 1 a seguir, e a mudança da pirâmide demográfica brasileira que denota um envelhecimento da população, pode-se inferir que esse aumento é uma temeridade. Além disso, conceder apenas a reposição da

Gráfico 1



Fonte: Giambiagi & Além, 1999, pág. 229.

Boletim Estatístico da Previdência Social – vol. 5 nº 12, vol. 6 nº 10, vol. 7 nº 6, vol. 8 nº 12, vol. 9 nº 12, vol. 10 nº 12, vol. 11 nº 12, vol. 12 nº 12.

inflação não é sinônimo de perda. Na maioria dos países, os aposentados têm, no máximo, a correção monetária.<sup>12</sup> Esses comentários demonstram claramente que a proposta não se pautou por razões técnicas, ou não se quis explicitar o porquê da citada majoração.

Com relação aos objetivos da Medida Provisória, a única indicação é a que consta da Exposição de Motivos informando que 8.359 milhões de aposentados e pensionistas serão benefi-

ciados pelo aumento. Como é sabido que o sistema previdenciário reduz a pobreza, pode ser inferido que o objetivo implícito da nova legislação seria o de utilizar a previdência para redução da pobreza e da desigualdade social.

Sobre esse aspecto, Tafner (2007), após um exercício de simulações empíricas, explica que:

*Parece consenso entre os analistas que de fato a previdência social – aí incluída sua componente assistencial – atua fortemente na redução da pobreza*

<sup>12</sup> Uma análise completa da situação previdenciária brasileira encontra-se em Giambiagi (2007).

*individual e familiar e também da desigualdade. De fato, após o pagamento de aposentadorias e pensões para as famílias, a pobreza é reduzida.*

*A redução da pobreza não deve, entretanto, nos conduzir a um raciocínio equivocados: o fato de o sistema previdenciário reduzir a pobreza não implica ser correto utilizar esse instrumento como redutor de pobreza e tampouco implica que o instrumento seja eficientemente utilizado, isto é, não significa que o instrumento seja aquele que produzirá os melhores resultados em termos de redução de pobreza e de desigualdade.*

Notem que a não identificação do problema e dos objetivos do novo texto legal prejudica completamente a escolha da ação a ser tomada. Prejudica, inclusive, a elaboração de alternativas. No caso, se o objetivo for reduzir pobreza e desigualdade, o correto seria atuar em programas já existentes focados nos segmentos da sociedade mais desprovidos de renda, cujo impacto sobre a redução da pobreza pode ser muito mais intenso do que o obtido no sistema previdenciário brasileiro.

Como também não houve a discussão das opções para os supostos objetivos, as etapas seguintes da avaliação de impacto contendo, por exemplo, a comparação das análises custo-benefício, também não podem ser realizadas.

O exemplo acima demonstra como está incipiente o desenvolvimento da avaliação legislativa no Brasil, com

prejuízo para a transparência no que toca à adoção de certas medidas e para a melhor aplicação dos recursos públicos. Existe a Lei Complementar nº 95, de 1998, que institui regras sobre a “elaboração, redação, alteração e consolidação das leis.” Essa Lei foi regulamentada pelo Decreto nº 4.176, de 2002, cujo art. 37 dispõe que as propostas de projetos de ato normativo serão encaminhadas à Casa Civil por meio eletrônico, contendo “notas explicativas e justificativas da proposição, em consonância com o Anexo II”. Tal anexo exige que a exposição de motivos informe os seguintes quesitos:

- 1 – Síntese do problema ou da situação que reclama providências;
- 2 – Soluções e providências contidas no ato normativo ou na medida proposta;
- 3 – Alternativas existentes às medidas propostas;
- 4 – Custos;
- 5 – Razões que justifiquem a urgência (a ser preenchido somente se o ato proposto for medida provisória ou projeto de lei que deva tramitar em regime de urgência);
- 6 – Impacto sobre o meio ambiente (sempre que o ato ou medida proposta possa vir a tê-lo);
- 7 – Alterações propostas;
- 8 – Síntese do parecer do órgão jurídico.

É perceptível, pelo exemplo da Medida Provisória nº 475, de 2009, que não há obrigatoriedade de que o Decreto nº 4.176, de 2002, seja seguido integralmente.

Salinas (2008) constata que:

*os órgãos especializados em elaboração legislativa no âmbito do Poder Executivo não prevêm em sua estrutura regimental a observância das regras de Metodologia da Legislação, tampouco se preocupam em instituir equipes interdisciplinares com competências específicas para realização de avaliação legislativa. Não obstante as novas diretrizes impostas pela regulamentação da LC nº 95/98, a ênfase dos trabalhos de produção das leis parece centrar-se no trabalho de profissionais com formação estritamente jurídica.*

Por fim, cabe comentar que a avaliação de impacto teria também um papel fundamental de esclarecer a população sobre a situação da previdência social. Vários especialistas defendem a necessidade de uma reforma paramétrica. Sabe-se, no entanto, que o assunto é indigesto para a sociedade. Uma forma de superar essa dificuldade é apresentar todas as informações e alternativas de forma clara, mostrando porque e como deve acontecer a contribuição para a Seguridade Social. A avaliação de impacto legislativo contribuiria para diminuir as resistências às mudanças e promoveria o desenvolvimento de uma cidadania fiscal, para que os cidadãos tenham capacidade de entendimento da importância social dos tributos e a

necessidade do controle, por parte da sociedade, dos gastos públicos.

### III.2. Alteração na tributação

Outro exemplo que sinaliza como a avaliação de impacto legislativo poderia trazer benefícios caso fosse elaborada consta da Medida Provisória nº 460, de 2009, que visa modificar aspectos variados da legislação tributária, principalmente implementando medidas que desonerem a construção civil. Segundo a exposição de motivos dessa MP, tais medidas são necessárias “em razão da crise financeira mundial e têm por objetivo estimular a indústria desse setor e contribuir para a manutenção dos níveis de atividade econômica, de emprego e de renda”.

Conforme Aguiar (2009) explica, um dos incentivos à construção civil foi estabelecer uma alíquota de 1% aplicável aos projetos de incorporação imobiliária e aos contratos de construção de habitações no âmbito do Programa *Minha Casa, Minha Vida*, destinado à construção de unidades residenciais de valor comercial de até R\$ 60.000,00 (para outros imóveis, esse percentual é de 6%). Essa alíquota corresponde ao pagamento unificado do Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas, da Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP), da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS).

Ressalte-se assim que o problema a ser atacado com a MP nº 460, de 2009,

são os efeitos da crise financeira internacional e o objetivo é estimular a atividade econômica e o emprego por meio da construção civil.

No entanto, a mídia divulgou recentemente que o programa *Minha Casa, Minha Vida* não deslançou para o caso das unidades residenciais mais baratas. Um dos motivos para esse resultado reside no fato de que R\$60.000,00 é considerado um montante reduzido para se construir uma habitação, de forma que as construtoras não conseguiram viabilizar empreendimentos, nas grandes metrópoles, cujo valor comercial esteja nessa faixa. Logo, a diminuição do tributo para incorporações abaixo desse valor não incentivará novos empreendimentos, mas resultará em queda de arrecadação no caso de projetos que já aconteceriam.

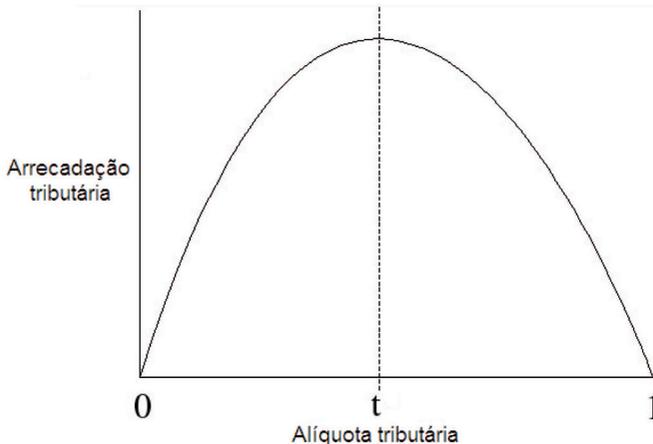
Tal problema não teria acontecido se houvesse sido elaborada uma avalia-

ção de impacto criteriosa. A ausência dela resultou numa situação em que o objetivo da Medida Provisória não foi alcançado e ainda propiciou uma possível queda da arrecadação tributária.

A MP 460/2009 ainda trouxe outra medida que consistiu em elevar os valores devidos pelos fabricantes de cigarros relativamente à Contribuição para o PIS/PASEP e à COFINS de forma a compensar a renúncia de receitas pelo subsídio dado à construção civil.

Quanto a esse aspecto, também haveria a necessidade de uma avaliação mais detalhada. Um dos motivos é que o aumento de preços e impostos sobre a indústria do tabaco pode levar a um aumento significativo do mercado ilegal e do contrabando e, além disso, pode ter um impacto negativo na receita tributária, conforme sinaliza a Curva de Laffer (Gráfico 2 a seguir). Por essa ilustração, percebe-se que, pela relação existente entre

Gráfico 2  
Curva de Laffer



as alíquotas do imposto e o total da arrecadação tributária, nem sempre o aumento da tributação gera um aumento de arrecadação.

Assim, novamente temos um exemplo claro de como a ausência da avaliação de impacto legislativo prejudica a eficácia das políticas públicas e de como a exposição de motivos da MP nº 460, de 2009, não atendeu ao Decreto nº 4.176, de 2002.

#### IV. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tanto o Poder Executivo quanto o Poder Legislativo precisam de informações para que a tomada de decisão seja feita criteriosamente. A avaliação de impacto legislativo caracteriza-se por ser uma metodologia objetiva que torna acessível todos os dados relevantes para a atividade de legislar.

Este artigo procura incentivar o uso da avaliação de impacto no processo de elaboração das leis. Para tanto, foram abordados alguns aspectos da área de conhecimento denominada Legística, com atenção para as avaliações legislativas e, em especial, a avaliação de impacto legislativo. Apresentaram-se vantagens de se elaborar a avaliação de impacto, principalmente em relação às proposições que imponham benefícios ou custos relevantes para os agentes econômicos envolvidos ou que promovam grande alteração na distribuição de recursos da sociedade. Foram discutidos os principais itens que devem compor a avaliação de impacto e, por fim, discutiu-se o que a legislação brasileira exige dos

projetos legislativos encaminhados ao Congresso Nacional e o que realmente é apresentado, exemplificando a matéria por meio de duas recentes medidas provisórias enviadas pelo Poder Executivo.

A experiência no âmbito da União Européia demonstra produção de resultados satisfatórios para aqueles que incorporaram a avaliação de impacto ao processo legislativo.

É importante salientar que não se pretende engessar o processo político com a elaboração de avaliações de impacto. Conforme Garoupa (2006) menciona, as políticas e a legislação são, por natureza, ideológicas porque correspondem a um conjunto de ideais sobre a organização da sociedade. A avaliação de impacto legislativo é uma metodologia que pretende apoiar a escolha fundamentada de políticas legislativas.

#### Referências bibliográficas

ADLER, M. D.; Posner, E. A. (2000). "Implementing Cost-Benefit Analysis when Preferences are Distorted." *The Journal of Legal Studies*, vol. 29, jun/2000. University of Chicago Press.

AGUIAR, D. (2009). *Nota Informativa/CONLEG*, nº 2.659. Brasília: Consultoria Legislativa/Senado Federal.

BRASS, C.T.; Williams, E.D.; Nuñez-Neto, B. (2006). "Congress and Program Evaluation: An Overview of Randomized Controlled Trials (RCTs) and Related Issues". Washington: Congressional Research Service.

CAUPERS, J. (2003). "Relatório sobre o programa, conteúdo e métodos de uma disciplina de Metodologia da Legislação." *Cadernos de Ciência*

*de Legislação*, nº 35, out-dez/2003. OEIRAS/Portugal: Instituto Nacional de Administração.

COOTER, R; Ulen, T. (2008). *Law and Economics*. 5ª Edição. Boston: Pearson/Addison Wesley.

Comissão Européia. (2009). "Impact Assessment Guidelines." Disponível no site [http://ec.europa.eu/governance/impact/commission\\_guidelines/commission\\_guidelines\\_en.htm](http://ec.europa.eu/governance/impact/commission_guidelines/commission_guidelines_en.htm), em 26/12/2009.

GAROUPA, N. (2006). "Limites ideológicos e morais à avaliação econômica da legislação." *Cadernos de Ciência de Legislação*, nº 42/43, jan/jun/2006. Oeiras/Portugal: Instituto Nacional de Administração.

GIAMBIAGI, F. (2007). *Reforma da Previdência: O encontro marcado*. Rio de Janeiro: Editora Campus/Elsevier.

GIAMBIAGI, F; Além, A.C. (1999). *Finanças Públicas – Teoria e Prática no Brasil*. Rio de Janeiro: Editora Campus.

LEAL, V.N. (1960). *Problemas de Direito Público*. Rio de Janeiro: Editora Forense.

SALINAS, N.S.C. (2008). "Avaliação Legislativa no Brasil: um estudo de caso sobre as normas de controle das transferências voluntárias de recursos públicos para entidades do terceiro setor". Dissertação de Mestrado em Direito. Faculdade de Direito/Universidade de São Paulo.

TAFNER, P. (2007). "Simulando o desempenho do sistema previdenciário e seus efeitos sobre pobreza sob mudanças nas regras de pensão e aposentadoria." *Textos para Discussão/IPEA*, nº 1264. Rio de Janeiro: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada.

VOERMANS, W. (2003). "Avaliação da legislação nos Países Baixos." *Cadernos de Ciência de Legislação*, nº 33/34, jan/jun/2003. Oeiras/Portugal: Instituto Nacional de Administração.

WRAY, H. (2009). "Performance Accountability For Regulations". *21st Century Regulation: Discovering Better Solutions to Enduring Problems*. Washington: Mercatus Center – George Mason University.

RATEIO DO FPE





# RATEIO DO FPE: ANÁLISE E SIMULAÇÕES<sup>1</sup>

Por:

C. Alexandre A. Rocha<sup>2</sup>

## Resumo

Em 24 de fevereiro de 2010, o Supremo Tribunal Federal (STF) declarou a inconstitucionalidade, sem a pronúncia da nulidade, dos dispositivos da Lei Complementar nº 62, de 1989, que disciplinam o rateio do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal (FPE), mantendo sua vigência até 31 de dezembro de 2012. Como os coeficientes em vigor são fixos, o STF entendeu que eles não promovem o equilíbrio socioeconômico entre os estados, como requerido pela Constituição Federal. Portanto, o Congresso Nacional precisará, no prazo de trinta meses, pronunciar-se acerca do futuro desse fundo. No intuito de oferecer subsídios para a tarefa a frente, este trabalho trata do impacto do FPE sobre as finanças públicas estaduais, bem como o analisa no contexto das políticas de desenvolvimento regional praticadas pelo País. Como primeira abordagem para uma eventual reconfiguração, recuperamos os critérios de rateio desse fundo contidos no Código Tributário Nacional e aqueles usados no cálculo das cotas-parte da fração do Fundo de Participação dos Municípios (FPM) destinada às capitais (FPM-Capitais) e às cidades mais populosas (Reserva do FPM). Com base nesses critérios, apontamos as perdas e ganhos que seriam incorridos pelos tesouros dos vários entes.

## INTRODUÇÃO

O Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal (FPE) está previsto no art. 159, inciso I, alínea *a*, da Constituição Federal. Esse dispositivo determina que sejam destinados a esse fundo 21,5% da arrecadação, pela União, dos impostos sobre a renda e proventos de qualquer natureza (IR) e sobre produtos industrializados (IPI) – os mesmos tributos partilhados com

<sup>1</sup> O autor agradece os comentários de Marcos José Mendes e Paulo Springer de Freitas. Naturalmente, os erros e omissões remanescentes permanecem sendo de sua inteira responsabilidade.

<sup>2</sup> Mestre em Economia (UnB). Consultor Legislativo do Senado. E-mail: alexroch@senado.gov.br

as prefeituras por meio do Fundo de Participação dos Municípios (FPM). Os dois fundos têm como objetivo principal redistribuir a arrecadação tributária em prol dos entes menos desenvolvidos em termos econômicos e sociais.

Atualmente, o rateio do FPE está disciplinado pelo art. 2º e pelo Anexo Único da Lei Complementar nº 62, de 1989. Esses dispositivos estipularam coeficientes fixos para cada estado, destinando 85% dos recursos envolvidos para as regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte, e 15% para as regiões Sudeste e Sul (incisos I e II do art. 2º e anexo). Esses coeficientes valeriam até o exercício de 1991 (§ 1º do art. 2º). A partir de 1992, eles seriam substituídos por novos critérios, que deveriam ser definidos com base nos resultados do censo demográfico de 1990 (§ 2º do art. 2º). Isso, porém, permanece pendente de discussão e aprovação pelo Congresso Nacional, continuando em vigor os coeficientes originais (§ 3º do art. 2º).

Em 24 de fevereiro de 2010, contudo, o Supremo Tribunal Federal (STF), em resposta às Ações Diretas de Inconstitucionalidade nºs 845, 1.987, 2.727 e 3.243,<sup>3</sup> declarou a inconstitucionalidade, sem a pronúncia da nulidade, dos supramencionados dispositivos da Lei Complementar nº 62, de 1989, mantendo sua vigência até 31 de dezembro de 2012. Do rol de argumentos empregados para de-

<sup>3</sup> Ajuizadas, respectivamente, pelas seguintes Unidades da Federação: (i) Rio Grande do Sul; (ii) Mato Grosso e Goiás; (iii) Mato Grosso; e (iv) Mato Grosso do Sul.

monstrar a inconstitucionalidade dos comandos assinalados, destaca-se a afirmação de que os coeficientes em vigor não promovem o equilíbrio socioeconômico entre os estados, como requerido pelo art. 161, inciso II, da Carta Magna.<sup>4</sup> Segundo o Relator, Ministro Gilmar Mendes, deve haver a possibilidade de revisões periódicas desses coeficientes, *de modo a se avaliar criticamente se os até então adotados ainda estão em consonância com a realidade econômica dos entes federativos e se a política empregada na distribuição dos recursos produziu o efeito desejado*.<sup>5</sup>

À luz dessa decisão, o objetivo deste trabalho é abrir os números do FPE e detalhar o seu impacto sobre as finanças públicas estaduais, no intuito de melhor embasar a deliberação a ser tomada pelo Poder Legislativo acerca do futuro desse fundo. Com esse intuito, trataremos, inicialmente, do surgimento e da evolução legal do FPE. Depois, abordaremos as principais características desse fundo na sua presente configuração. A seguir, procuraremos inseri-lo no contexto das políticas de desenvolvimento regional praticadas pelo País. Posteriormente, exporemos, em linhas gerais, as principais propostas de reforma colocadas. Por fim, usaremos essas propostas como base para algumas simulações numéricas.

<sup>4</sup> Esse dispositivo também determina que cabe à lei complementar estabelecer os critérios de rateio do FPE, entre outros fundos, enquanto o parágrafo único do art. 39 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias prevê que essa norma deveria ser votada até doze meses após a promulgação da nova Constituição.

<sup>5</sup> Vide: <http://www.stf.jus.br/portal/cms/verNoticia-Detalhe.asp?idConteudo=120714&caixaBusca=N>.

## I. HISTÓRICO

O pacto federativo brasileiro, ao lado do reconhecimento da igualdade formal entre os entes da Federação, também arrola entre os seus objetivos fundamentais a redução das desigualdades regionais, permitindo, no plano do federalismo fiscal, que certas regiões sejam favorecidas por políticas que procurem promover o seu desenvolvimento. Coerentemente com esse objetivo, se, por um lado, as ampliações da base tributária introduzidas no atual ordenamento constitucional beneficiaram os estados mais desenvolvidos, por outro, os critérios de repartição do FPE passaram a atribuir tratamento preferencial às regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Impõe-se notar, todavia, que a prática da partilha do produto da arrecadação de tributos federais com os entes subnacionais há muito integra a nossa tradição federativa, remontando ao § 2º do art. 15 da Constituição de 1946:

Art. 15. Compete à União decretar impostos sobre:

.....

III – produção, comércio, distribuição e consumo, e bem assim importação e exportação de lubrificantes e de combustíveis líquidos ou gasosos de qualquer origem ou natureza, estendendo-se esse regime, no que for aplicável, aos minerais do País e à 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.

.....[Grifado pelo autor.]

O FPE propriamente dito foi instituído pelo art. 21 da Emenda Constitucional (EMC) nº 18, de 1965,<sup>6</sup> já com base no produto da arrecadação do IR e do IPI:

Art. 21. Do produto da arrecadação dos impostos a que se referem o art. 8º, II, e o art. 11, 80% (oitenta por cento) constituem receita da União e o restante distribuir-se-á à razão de 10% (dez por cento) ao Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal, e 10% (dez por cento) ao Fundo de Participação dos Municípios.

§ 1º A aplicação dos Fundos previstos neste artigo será regulada por lei complementar, que cometerá ao Tribunal de Contas da União o cálculo e a autorização orçamentária ou de qualquer outra formalidade, efetuando-se a entrega, mensalmente, através dos estabelecimentos oficiais de crédito.

§ 2º Do total recebido nos termos do parágrafo anterior, cada entidade participante destinará obrigatoriamente 50% (cinqüenta por cento), pelo menos, ao seu orçamento de capital.

<sup>6</sup> Reproduzido, em linhas gerais, pelo art. 26 da Constituição de 1967.

§ 3º Para os efeitos de cálculo da percentagem destinada aos Fundos de Participação excluíse, do produto da arrecadação do imposto a que se refere o art. 8º, II, a parcela distribuída nos termos do art. 20, II. [Grifado pelo autor.]

Posteriormente, o Ato Complementar nº 40, de 1968, reduziu de 10% para 5% a participação do FPE na arrecadação dos tributos indicados anteriormente, bem como introduziu diversas condicionalidades para a efetivação das transferências:

Art. 26. Do produto da arrecadação dos impostos a que se refere o art. 22, n.ºs IV e V, a União distribuirá doze por cento na forma seguinte:

I – cinco por cento ao Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal;

.....

§ 1º A aplicação dos Fundos previstos nos incisos I e II deste artigo será regulada por lei federal, que cometerá ao Tribunal de Contas da União o cálculo das cotas estaduais e municipais, condicionando-se a entrega das cotas:

a) à aprovação de programas de aplicação elaborados pelos Estados, Distrito Federal e Municípios, com base nas diretrizes e prioridades estabelecidas, pelo Poder Executivo federal;

b) à vinculação de recursos próprios, pelos Estados, Distrito Federal e Municípios, para execução dos programas referidos na alínea a;

c) à transferência efetiva para os Estados, Distrito Federal e

Municípios, de encargos executivos da União;

d) ao recolhimento dos impostos federais arrecadados pelos Estados, Distrito Federal e Municípios, e à liquidação das dívidas dessas entidades, ou de seus órgãos da Administração Indireta, para com a União, inclusive em decorrência de prestação de garantia.

.....[Grifado pelo autor.]

A partilha original foi gradualmente restabelecida no período de 1976 a 1980 (EMC nº 5, de 1975). De 1981 a 1985, passou de 20% para 30% – este último percentual, assim distribuído: 14% para o FPE e 16% para o FPM (EMCs nºs 17, de 1980, e 23, de 1983). De 1985 a 1988, o rateio alcançou 31% com o acréscimo de 1 ponto percentual à participação dos governos municipais.<sup>7</sup>

Assim, quando a última Assembléia Nacional Constituinte foi instalada, em 1º de fevereiro de 1987, o FPE recebia 14% da arrecadação combinada do IR e do IPI. Como lembra Afonso (2010), na primeira fase dos trabalhos, a Subcomissão de Tributação elevou essa fração para 18,5% e limitou o rateio às Unidades da Federação com renda *per capita* inferior à média nacional. Na fase seguinte, a comissão temática “Tributos, Orçamentos e Finanças” aumentou para 21,5% a participação do fundo ao mesmo tempo em que eliminou qualquer restrição quanto ao rol de participantes no rateio. Nas etapas subsequentes, nada mais mudou e assim foi promulgado na Constituição de 1988.

<sup>7</sup> Vide Ministério da Fazenda (2005, p. 6).

## II. CARACTERÍSTICAS DO FPE ATUAL

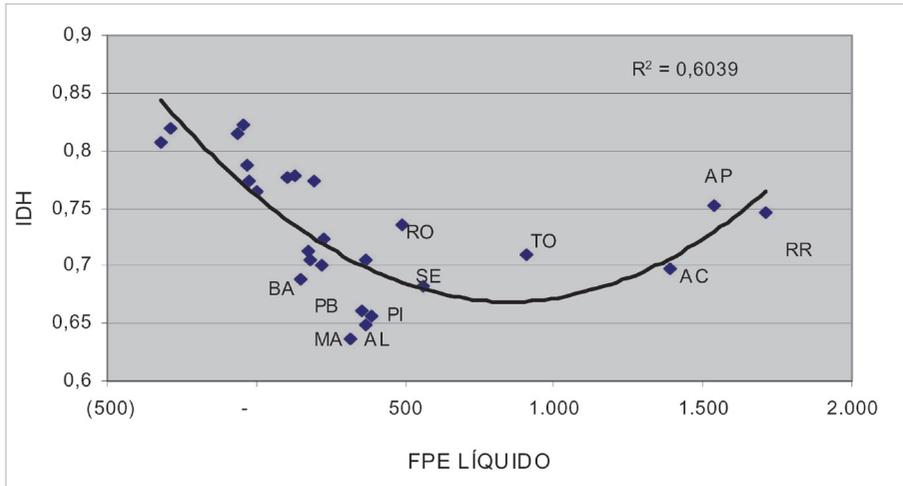
Mendes, Miranda e Cosio (2008, p. 55–59) destacam que o FPE é uma transferência efetuada pela União para todos os estados com as seguintes características: obrigatória, incondicional, sem contrapartida e redistributiva. O sistema de partilha adotado tem como principais vantagens a autonomia subnacional, uma vez que a transferência é incondicional, e a independência de fatores políticos, pois as quotas estão predefinidas e são amplamente conhecidas. Ademais, o fundo possui baixa *accountability*, típica de transferências

ques, por ser baseado em percentual fixo da arrecadação de determinados tributos – tendo, portanto, natureza procíclica.

Os aludidos autores também notam que a redução do hiato fiscal<sup>8</sup> não parece ser um objetivo do FPE. Assim, as transferências para os estados podem enfatizar o aspecto redistributivo, com a maior amplitude das áreas territoriais envolvidas, diferentemente do que ocorre com o FPM, permitindo que os recursos disponíveis sejam focalizados nas regiões mais atrasadas.

O gráfico a seguir relaciona o benefício líquido com o FPE de cada Unidade da Federação (*i.e.*, o valor total de FPE

Gráfico 1: Receita do FPE Líquida das Contribuições ao Fundo em 2006 versus a Média Estadual do IDH Municipal em 2000



Fonte: Mendes, Miranda e Cosio (2008, p. 57).

Nota: não inclui o Distrito Federal, pois as estatísticas da Receita Federal do Brasil, ao considerar como arrecadados nesse ente todos os tributos pagos por empresas estatais e órgãos públicos, superestima a participação dos contribuintes locais na arrecadação do IR e IPI; dessa forma, a dedução da arrecadação desses tributos do FPE recebido gera um resultado negativo.

incondicionais redistributivas, e baixa flexibilidade para absorção de cho-

<sup>8</sup> Diferença entre a demanda economicamente viável por bens e serviços públicos e a capacidade fiscal do governo incumbido da oferta desses serviços.

recebido pelo estado menos o valor total dos recursos do FPE originários de IR e IPI pagos por pessoas físicas e jurídicas sediadas nesse mesmo ente) com o correspondente Índice de Desenvolvimento Humano (IDH).

Em relação ao gráfico, observa-se, à esquerda, um padrão redistributivo, com a receita líquida *per capita* de FPE aumentando à medida que cai o IDH. Os estados de Acre, Amapá, Roraima e Tocantins, contudo, aparecem como *outliers*, recebendo valores líquidos maiores que estados com IDHs semelhantes. Além do mais, cinco estados nordestinos (Alagoas, Bahia, Maranhão, Paraíba e Piauí) aparecem como os principais perdedores líquidos: dados os seus IDHs baixos, esses entes deveriam, em uma perspectiva redistributiva, receber transferências líquidas mais elevadas.

Impõe-se notar que não há uma relação direta entre os coeficientes de participação de cada estado no FPE e a participação média do fundo na receita total desses entes no período de 1990–2007, ao longo do qual vigorou a Lei Complementar nº 62, de 1989, como demonstrado pela tabela a seguir (Tabela 1).

Uma medida básica de associação entre duas séries de dados é o coeficiente de correlação.<sup>9</sup> No caso da última tabela, a correlação apurada é apenas 0,37, o que relativiza o caráter redistributivo do FPE, pois, fosse este o caso, os entes com menor capacidade

<sup>9</sup> Medida que varia de - 1 a + 1, indo de perfeita correlação negativa à perfeita correlação positiva, passando pela correlação nula.

Tabela 1: Coeficientes do FPE e Participação Média do Fundo na Receita Total

UF	Coefficiente FPE	FPE/Receita Total 2007/1990
AC	3,4210	58,73%
RR	2,4807	56,97%
AP	3,4120	55,11%
TO	4,3400	53,58%
PI	4,3214	46,48%
MA	7,2182	46,30%
AL	4,1601	40,90%
SE	4,1553	39,64%
PB	4,7889	39,54%
RN	4,1779	35,43%
RO	2,8156	33,64%
PA	6,1120	27,79%
CE	7,3369	26,19%
PE	6,9002	22,11%
BA	9,3962	17,84%
AM	2,7904	15,90%
MT	2,3079	13,68%
GO	2,8431	10,58%
MS	1,3320	9,84%
ES	1,5000	6,73%
PR	2,8832	5,98%
MG	4,4545	5,20%
SC	1,2798	4,06%
RS	2,3548	3,25%
DF	0,6902	2,42%
RJ	1,5277	1,64%
SP	1,0000	0,31%
TOTAL	100,0000	9,34%

Fonte: elaborado pelo autor (vide Anexo, Tabela A.8.1).

de obter receitas de outras fontes seriam aquinhoados com coeficientes maiores. De modo muito limitado, os coeficientes de participação no FPE elevados tendem a estar associados a uma maior participação desse fundo na receita total. Há, porém, enormes discrepâncias. Enquanto a Bahia, com o maior coeficiente de participação, tem no FPE apenas 17,8% das suas receitas, o Acre, com pouco mais de 1/3 do coeficiente baiano, tem nesse fundo 58,7% das suas receitas.

As correlações dos coeficientes de participação no FPE com as populações e as rendas *per capita* estimadas

para 1989, quando os critérios de rateio em vigor foram aprovados, e para 2007, último dado disponível no caso da última variável, são mais significativas. Observando-se o agrupamento regional definido nos incisos I e II do art. 2º da Lei Complementar nº 62, de

1989, tem-se que os resultados discriminados na tabela a seguir (Tabela 2).

Nas regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte, os coeficientes do FPE exibem uma expressiva correlação positiva com as populações estimadas e uma

Tabela 2: Coeficientes do FPE e População e Renda per Capita em 1989 e 2007

UF	Coeficiente FPE (A)	População		Renda per Capita	
		1989	2007	1989	2007
AC	3,4210	403.004	668.403	5.786,18	8.789,49
AL	4,1601	2.455.812	3.097.427	4.297,95	5.858,37
AM	2,7904	2.013.587	3.285.935	15.820,82	13.042,83
AP	3,4120	273.210	598.977	11.741,00	10.253,74
BA	9,3962	11.609.906	14.360.329	7.115,43	7.787,40
CE	7,3369	6.266.926	8.347.866	4.514,06	6.149,03
DF	0,6902	1.548.642	2.504.684	18.044,09	40.696,08
GO	2,8431	3.917.039	5.759.200	6.770,41	11.547,68
MA	7,2182	4.835.358	6.240.533	2.944,71	5.165,23
MS	1,3320	1.732.937	2.310.268	9.836,33	12.411,18
MT	2,3079	1.897.916	2.911.343	7.867,20	14.953,58
PA	6,1120	4.745.784	7.205.914	7.857,29	7.006,81
PB	4,7889	3.170.888	3.713.721	4.051,44	6.097,04
PE	6,9002	7.056.074	8.653.925	6.601,42	7.336,78
PI	4,3214	2.540.664	3.092.652	2.702,04	4.661,56
RN	4,1779	2.358.361	3.073.600	5.839,55	7.607,01
RO	2,8156	1.034.460	1.482.631	8.981,35	10.319,98
RR	2,4807	195.998	403.585	9.279,02	10.534,08
SE	4,1553	1.450.781	1.977.948	6.811,97	8.711,70
TO	4,3400	900.951	1.268.328	2.972,68	8.920,73
CO, N, NE	85,0000	60.408.298	80.957.269	-	-
Correlação com (A)		0,84	0,82	- 0,55	- 0,58
ES	1,5000	2.535.406	3.418.241	12.234,95	18.002,92
MG	4,4545	15.550.615	19.656.323	11.334,73	12.519,40
PR	2,8832	8.425.858	10.488.777	13.787,77	15.711,20
RJ	1,5277	12.723.998	15.726.659	14.985,08	19.245,08
RS	2,3548	9.028.298	10.793.038	16.690,83	16.688,74
SC	1,2798	4.444.952	5.982.770	17.251,21	17.834,00
SP	1,0000	30.879.821	40.618.637	22.360,45	22.667,25
S, SE	15,0000	83.588.948	106.684.445	-	-
Correlação com (A)		- 0,07	- 0,09	- 0,65	- 0,91
Brasil	100,0000	143.997.246	187.641.714	12.724,46	14.464,73

Fonte: calculado pelo autor (vide Anexo, Tabelas A.2.4, A.3.2 e A.6).

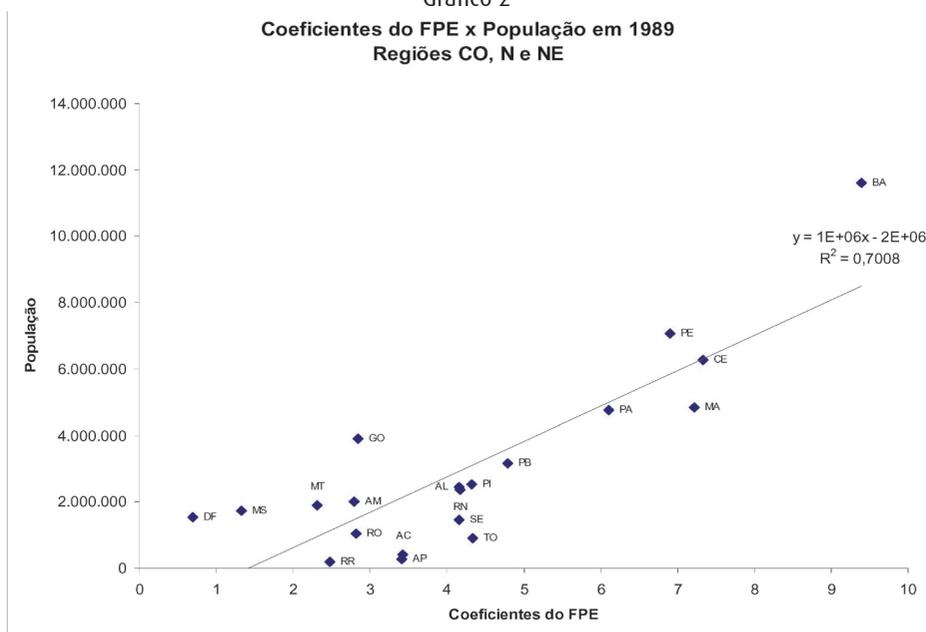
moderada correlação negativa com as rendas *per capita*. Convém notar que, no decorrer do tempo, houve uma piora modesta da primeira associação.<sup>10</sup> Em outras palavras, coeficientes elevados tendem a estar associados com populações grandes e rendas pequenas.

Uma medida básica da diferença entre valores observados e esperados é o coeficiente  $R^2$  de uma regressão pelo método de mínimos quadrados ordinários.<sup>11</sup> O gráfico a seguir (Gráfico 2) ilustra a forte associação existente

entre os coeficientes do FPE e a quantidade de habitantes no momento da aprovação da Lei Complementar nº 62, de 1989, com a citada medida alcançando 0,7.

Nas regiões Sudeste e Sul, por sua vez, a correlação com as populações é insignificante, mas não com as rendas. Efetivamente, os coeficientes fixos ora em vigor refletem, com precisão surpreendente, as atuais diferenças de renda existentes nessas regiões. O coeficiente  $R^2$  para 2007, como mostrado no próximo gráfico (Gráfico 3),

Gráfico 2  
Coeficientes do FPE x População em 1989  
Regiões CO, N e NE



Fonte: elaborado pelo autor.

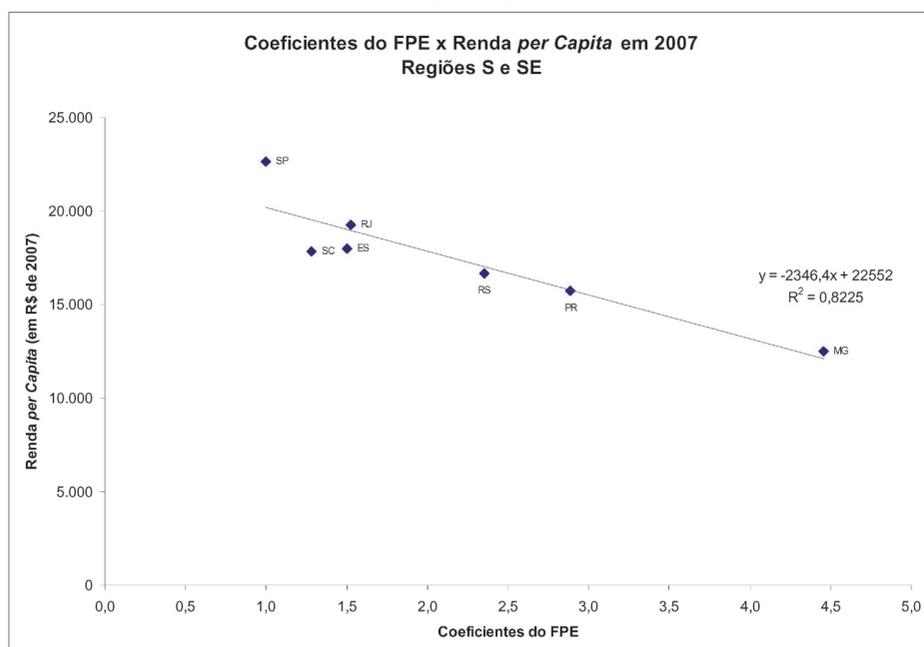
<sup>10</sup> Como será explicado adiante, as rendas *per capita* de 1989 e 2007 não são diretamente comparáveis. Portanto, as medidas de dispersão correspondentes também não o são.

<sup>11</sup> Medida que varia de 0, indicando que a reta gerada pela regressão não é representativa dos valores observados, a 1, indicando que os valores observados distribuem-se ao longo da reta.

é 0,8. Não por coincidência, as rendas observadas quase coincidem com o traçado da reta da regressão.

As correlações entre, de um lado, as participações do FPE na receita total

Gráfico 3



Fonte: elaborado pelo autor.

ou os coeficientes desse fundo com, de outro, as taxas de crescimento da população ou da renda *per capita* nos períodos 1990–2007 e 1995–2007<sup>12</sup> são bastantes modestas. No caso do comportamento da renda no segundo período, p. ex., os coeficientes  $R^2$ , mostrados nos gráficos que seguem (Gráficos 4 e 5), são desprezíveis, não autorizando qualquer conclusão acerca do relacionamento mantido entre as variáveis analisadas.

Idealmente, haveria uma relação positiva ou mesmo negativa entre as duas primeiras variáveis e as duas últimas, o que poderia indicar um papel virtuoso do FPE no aumento da popu-

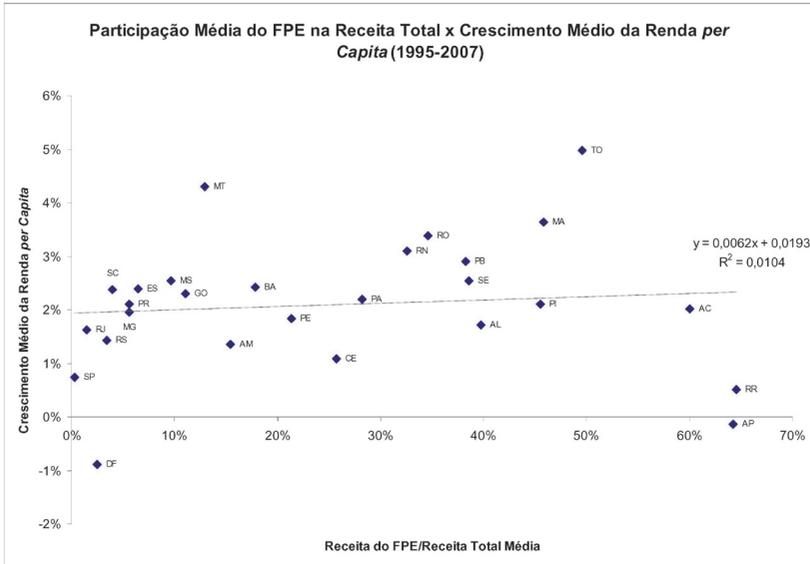
lação ou no crescimento da renda (p. ex., mais transferências, mais oportunidades de trabalho) ou uma função estritamente compensatória (p. ex., menor dinamismo local, maior aporte de recursos externos). No entanto, não é o que os dados mostram.

### III. O FPE ATUAL NO CONTEXTO DO DESENVOLVIMENTO REGIONAL

Ainda que o estabelecimento de relações de causalidade extrapole os limites do presente trabalho, o FPE não pode deixar de ser analisado à luz da evolução geral dos indicadores de desigualdade regional, pois esse fun-

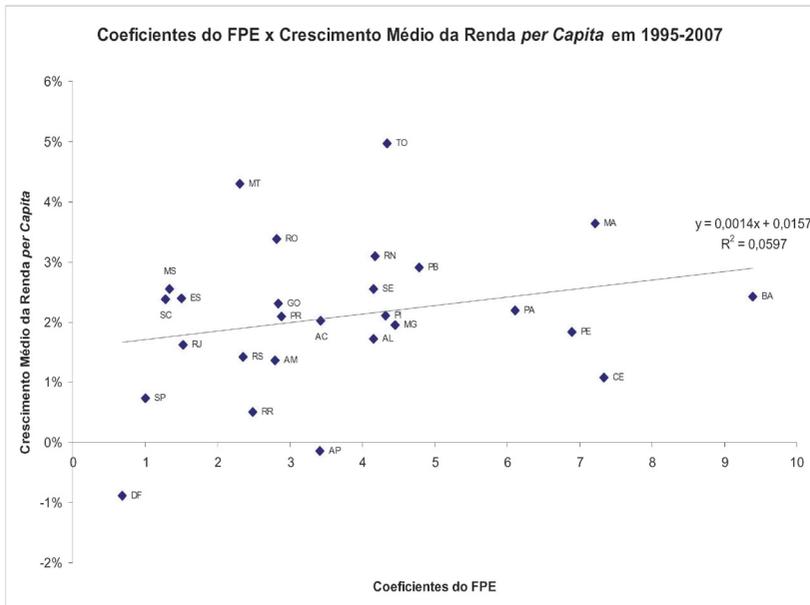
<sup>12</sup> Vide Anexo, Tabelas A.8.1 e A.8.2.

Gráfico 4



Fonte: elaborado pelo autor (vide Anexo, Tabela A.8.2).

Gráfico 5



Fonte: elaborado pelo autor (vide Anexo, Tabela A.8.2).

do integra o conjunto de políticas de desenvolvimento regional (PDRs) implementadas pela União para reduzir as aludidas desigualdades e promover a integração do território.

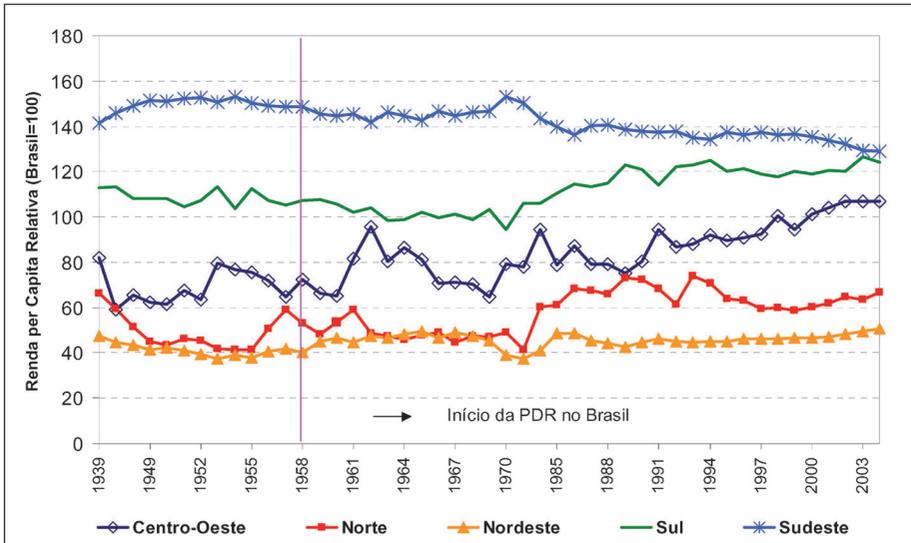
No geral, Zackseski e Rodriguez (2006) atestam que há alguma progressividade regional na aplicação dos recursos públicos federais – ou seja, os gastos direcionados para as regiões Nordeste e Norte superam as participações dessas regiões no PIB e na população nacional. Ainda assim, como mostrado pelo próximo gráfico (Gráfico 6), a defasagem entre a renda *per capita* nacional e as rendas *per capita* das duas regiões mencionados revelou-se um fenômeno persistente. Cinquenta anos após a introdução de políticas de desenvolvimento regional, os indicadores do Nordeste e

Norte permanecem estacionados um pouco acima de, respectivamente, 40% e 60% da média brasileira. Enquanto isso, houve um claro processo de convergência entre as rendas *per capita* das regiões Centro-Oeste e Sul, de um lado, e Sudeste, de outro.

Esse resultado é confirmado pela literatura especializada. Gondim, Barreto e Carvalho (2007), p. ex., identificam a existência de clubes de convergência no País: Nordeste e Norte, de um lado; e Centro-Oeste, Sudeste e Sul, de outro.

Mendes, Miranda e Cosio (2008, p. 55–59), a seu tempo, destacam que, em 2006, o FPE representou a terceira principal modalidade de transferência, equivalente a 1,15% do PIB, perdendo apenas para o repasse de parte

Gráfico 6: Evolução do PIB per capita por Região (1939/2004)



Fonte: audiência pública do Secretário de Política Econômica na sessão conjunta de 14 de junho de 2007 das Comissões de Desenvolvimento Regional e Turismo e de Assuntos Econômicos.

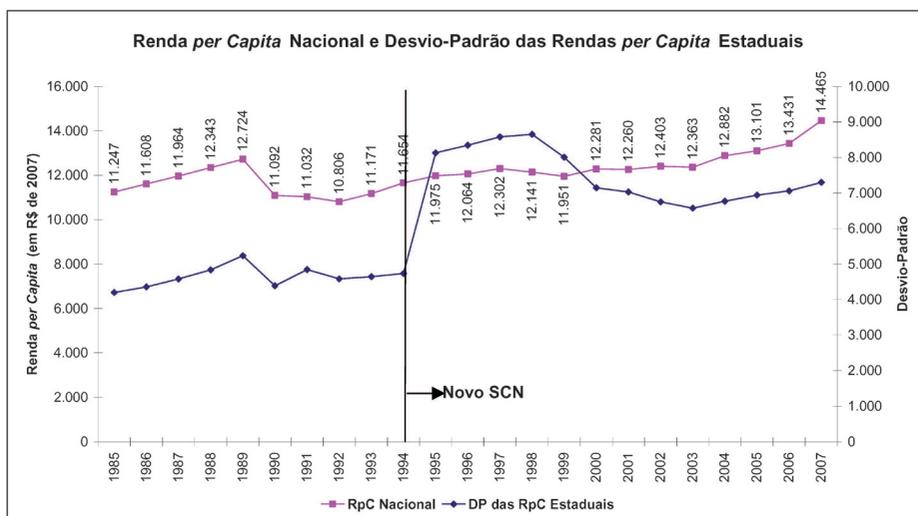
do imposto sobre circulação de mercadorias e serviços de transporte interestadual e de comunicação (ICMS) dos estados para os municípios e para o FPM. Afonso (2010) ainda nota que os recursos do fundo, mesmo após o abatimento dos 20% devidos ao Fundo de Manutenção e Desenvolvimento da Educação Básica e de Valorização dos Profissionais da Educação (art. 3º, inciso VI, da Lei nº 11.494, de 2007) equivalem a 13% de toda a receita tributária disponível de todos os estados ou a 22% da receita desses entes com ICMS e a quase o dobro do que arrecadam por intermédio do imposto sobre a propriedade de veículos automotores.

Efetivamente, no período de 1990–2008, o FPE destinou aos estados R\$ 547,4 bilhões, em valores de dezembro de 2008 (*vide* Anexo, Tabela A.7). Embora concentrado nas regiões Centro-Oeste, Norte e Nordeste, esse montante não parece ter sido capaz

de contribuir significativamente para mudar o padrão de desenvolvimento das economias das duas últimas regiões, cujas rendas *per capita* permanecem, como há pouco ressaltado, estagnadas em relação ao índice nacional. O fato é que o País ainda parece distante da tão-ambicionada convergência generalizada dos indicadores de renda, como demonstrado pelo gráfico a seguir (Gráfico 7).

Basta notar que o paulatino aumento da renda *per capita* nacional no período 1995–2007 teve dois momentos de elevação do grau de dispersão das rendas estaduais – aferido mediante o cômputo do desvio-padrão: 1995–1998 e 2003–2007. Em outras palavras, os momentos de bonança e de crise dos quinze anos em tela foram experimentados de diferentes modos pelos vários estados, com alguns apresentando desempenhos melhores do que outros.

Gráfico 7



Fonte: elaborado pelo autor (Tabela A.2.3).

Embora o desvio-padrão das rendas estaduais tenha sido calculado, a título ilustrativo, para o período 1986–2007, cabe ressaltar que os valores anteriores a 1995 e posteriores a 1994 não são comparáveis em decorrência da revisão do sistema de contas nacionais (SCN) efetuada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística em 2007, que resultou na reestimativa do PIB para o quinquênio anterior e na retroplacação até 1995 dos pesos setoriais apurados.

As defasagens regionais observadas podem ser uma decorrência de ineficiências no processo de alocação das transferências intergovernamentais. Zackseski e Rodriguez (2006), p. ex., comentam que os dispêndios correntes têm sido direcionados para regiões e estados que contam com alguma infra-estrutura: saúde para onde existem hospitais; educação para onde existem escolas; seguro-desemprego para onde existe emprego; e transporte para onde existem estradas. Portanto, os recursos despendidos têm contribuído pouco para a satisfação de necessidades de um amplo segmento da população. Simultaneamente, a variável com real potencial transformador, o investimento público, tornou-se escassa, restringindo a capacidade do poder público de alterar a geografia econômica existente.

Portanto, recursos têm sido destinados as regiões carentes, mas os objetivos perseguidos não estão sendo alcançados. Antes que novas dotações sejam somadas aos atuais montantes, seria importante promover uma avaliação dos custos incorridos

e dos benefícios auferidos pela atual sistemática de transferências intergovernamentais. Conviria responder cabalmente se as políticas de desenvolvimento regional têm empregado da melhor maneira possível as receitas públicas de que dispõem. Os indícios disponíveis são pouco animadores. Isso, por si só, já justificaria um deslocamento das disputas entre a União, os estados e os municípios do campo da repartição de recursos para o âmbito da busca do aprimoramento do gasto público. É razoável imaginar que a redução das desigualdades regionais poderia ser obtida com maior sucesso através de transferências condicionais para as áreas sociais e de infraestrutura.

#### IV. A REFORMA DO FPE

Como indicado inicialmente, a declaração de inconstitucionalidade, sem a pronúncia da nulidade, do art. 2º e do Anexo Único da Lei Complementar nº 62, de 1989, implica a reprovação do uso de coeficientes fixos para a promoção, conforme exigência constitucional, do equilíbrio socioeconômico entre os estados. À luz dessa objeção, será preciso definir uma fórmula que permita ajustes periódicos nos coeficientes de participação no FPE.

O principal exemplo de coeficientes variáveis pode ser encontrado na sistemática prevista nos arts. 88, 89 e 90 do Código Tributário Nacional – CTN (Lei nº 5.172, de 1966), revogados tacitamente pelos atuais critérios de rateio do fundo. A regra contida no CTN estabelecia que os coeficientes

seriam fixados proporcionalmente aos seguintes critérios:

- à área de cada estado (com peso de 5%); e
- ao resultado da multiplicação dos fatores representativos da população e do inverso da renda *per capita* (com peso de 95%).

A sistemática anterior baseava-se em três critérios clássicos de demanda por serviços públicos. Tudo o mais constante, quanto maior a área a ser atendida, maior será a extensão da estrutura de transporte e de segurança, entre outros serviços, que precisará ser ofertada. Da mesma forma, quanto mais numerosa for a população, mais demandada será, p. ex., a saúde pública, e quanto menor a renda, menor será a capacidade de arrecadação tributária do ente.

Portanto, as regras do CTN permitiam que as cotas do FPE variassem ao longo do tempo, favorecendo os estados com área maior, crescimento populacional mais acelerado e pior desempenho em termos de renda *per capita*. Com o estabelecimento de coeficientes fixos, essa possibilidade deixou de existir. Assim, ao longo do tempo, estados com maior crescimento populacional e menor aumento da renda, em termos relativos, foram prejudicados.

Os fatores representativos da população e do inverso da renda *per capita* estavam associados a sucessivas classes para a quantidade de habitantes e para o nível de renda, o que evitava

tanto que alguns estados fossem muitíssimo aquinhoados no rateio como que outros o fossem pouquíssimo. As classes estipuladas eram as seguintes:

- fator representativo da população, baseado no percentual da população de cada estado em relação à população total:

⇒ até 2% .....	2,0
⇒ acima de 2% até 5%, a cada 0,3% ou fração excedente, mais .....	0,3
⇒ acima de 5% até 10%, a cada 0,5% ou fração excedente, mais .....	0,5
⇒ acima de 5%.....	10,0

- fator representativo do inverso da renda *per capita*, baseado no percentual da renda *per capita* de cada estado em relação à renda *per capita* nacional:

⇒ até 0,0045 .....	0,4
⇒ acima de 0,0045 até 0,0055 .....	0,5
⇒ acima de 0,0055 até 0,0065 .....	0,6
⇒ acima de 0,0065 até 0,0075 .....	0,7
⇒ acima de 0,0075 até 0,0085 .....	0,8
⇒ acima de 0,0085 até 0,0095 .....	0,9
⇒ acima de 0,0095 até 0,0110 .....	1,0
⇒ acima de 0,0110 até 0,0130 .....	1,2
⇒ acima de 0,0130 até 0,0150 .....	1,4
⇒ acima de 0,0150 até 0,0170 .....	1,6
⇒ acima de 0,0170 até 0,0190 .....	1,8
⇒ acima de 0,0190 até 0,0220 .....	2,0
⇒ acima de 0,220 .....	2,5

O recurso a percentuais em relação ao tamanho da população do País ou ao nível da renda nacional pode su-

gerir, erroneamente, que o FPE, como disciplinado pelo CTN, não incorria nos problemas de passagem de uma classe para outra, comuns no FPM-Interior,<sup>13</sup> onde um único habitante pode modificar o coeficiente de participação de um ente e, por extensão, determinar variações vultosas nos montantes recebidos. No entanto, os percentuais indicados podem ser facilmente transformados em números absolutos conhecendo-se os valores de referência. Considerando-se que a população total projetada para 1º de julho de 2009 foi 191.480.630 e que a renda *per capita* nacional de 2007 foi R\$ 14.465,00, as classes anteriores po-

dem ser expressas conforme Tabelas 3 e 4.

Importa frisar que os critérios população e renda *per capita*, embora não sejam usados atualmente no rateio do FPE, valem na partilha do FPM-Capital<sup>14</sup> e da Reserva do FPM.<sup>15</sup> No caso da primeira variável, entretanto, as classes adotadas são aquelas fixadas no art. 91, § 1º, alínea *a*, do CTN, e no art. 3º, parágrafo único, alínea *a*, do Decreto-Lei nº 1.881, de 1981, quais sejam:

- fator representativo da população, baseado no percentual da população de cada município em relação

Tabela 3: Fator Representativo da População conforme o CTN

Percentual da População Total	Qtde. de Habitantes	Fator
Até 2,0%	Até 3.829.612	2,0
Acima de 2,0% até 2,3%	3.829.613 – 4.404.054	2,3
Acima de 2,3% até 2,6%	4.404.055 – 4.978.496	2,6
Acima de 2,6% até 2,9%	4.978.497 – 5.552.938	2,9
Acima de 2,9% até 3,2%	5.552.939 – 6.127.380	3,2
Acima de 3,2% até 3,5%	6.127.381 – 6.701.822	3,5
Acima de 3,5% até 3,8%	6.701.823 – 7.276.263	3,8
Acima de 3,8% até 4,1%	7.276.264 – 7.850.705	4,1
Acima de 4,1% até 4,4%	7.850.706 – 8.425.147	4,4
Acima de 4,4% até 4,7%	8.425.148 – 8.999.589	4,7
Acima de 4,7% até 5,0%	8.999.590 – 9.574.031	5,0
Acima de 5,0% até 5,5%	9.574.032 – 10.531.434	5,5
Acima de 5,5% até 6,0%	10.531.435 – 11.488.837	6,0
Acima de 6,0% até 6,5%	11.488.838 – 12.446.240	6,5
Acima de 6,5% até 7,0%	12.446.241 – 13.403.644	7,0
Acima de 7,0% até 7,5%	13.403.645 – 14.361.047	7,5
Acima de 7,5% até 8,0%	14.361.048 – 15.318.450	8,0
Acima de 8,0% até 8,5%	15.318.451 – 16.275.853	8,5
Acima de 8,5% até 9,0%	16.275.854 – 17.233.256	9,0
Acima de 9,0% até 9,5%	17.233.257 – 18.190.659	9,5
Acima de 9,5%	Acima de 18.190.659	10,0

Fonte: elaborado pelo autor.

<sup>13</sup> Vide o art. 91, § 2º, do CTN, alterado pelo art. 1º do Decreto-Lei nº 1.881, de 1981.

<sup>14</sup> Vide o art. 91, § 1º, do CTN.

<sup>15</sup> Vide os arts. 2º e 3º do Decreto-Lei nº 1.881, de 1981, e o art. 3º da Lei Complementar nº 91, de 1997.

Tabela 4: Fator Representativo do Inverso da Renda *per Capita*

Inverso do % em Relação à Renda per Capita Nacional	Renda per Capita	Fator
Até 0,0045	A partir de 32.144,45	0,4
Acima de 0,0045 até 0,0055	26.300,00 ─ 32.144,45	0,5
Acima de 0,0055 até 0,0065	22.253,85 ─ 26.300,00	0,6
Acima de 0,0065 até 0,0075	19.286,67 ─ 22.253,85	0,7
Acima de 0,0075 até 0,0085	17.017,65 ─ 19.286,67	0,8
Acima de 0,0085 até 0,0095	15.226,32 ─ 17.017,65	0,9
Acima de 0,0095 até 0,0110	13.150,00 ─ 15.226,32	1,0
Acima de 0,0110 até 0,0130	11.126,93 ─ 13.150,00	1,2
Acima de 0,0130 até 0,0150	9.643,34 ─ 11.126,93	1,4
Acima de 0,0150 até 0,0170	8.508,83 ─ 9.643,34	1,6
Acima de 0,0170 até 0,0190	7.613,16 ─ 8.508,83	1,8
Acima de 0,0190 até 0,0220	6.575,00 ─ 7.613,16	2,0
Acima de 0,0220	Zero ─ 6.575,00	2,5

Fonte: elaborado pelo autor.

à população total de todas as capitais:

⇒ até 2% .....	2,0
⇒ acima de 2% até 5%, a cada 0,5% ou fração excedente, mais .....	0,5
⇒ acima de 5% .....	5,0

Replicando-se os cálculos anteriores, essas classes também podem ser expressas em números absolutos:

de rateio do FPE por aquela contida no CTN, com classes populacionais idênticas àsquelas usadas no FPM–Capital na Reserva do FPM. A proposição foi objeto de duas minutas de parecer desfavoráveis, mas não apreciadas em tempo hábil. Trata-se, porém, de iniciativa meritória, que pode funcionar como ponto de partida para a reformulação requerida pela STF.

Tabela 5: Fator Representativo da População conforme o DL 1.881/1981

Percentual da População Total	Qtde. de Habitantes	Fator
Até 2,0%	Até 3.829.612	2,0
Acima de 2,0% até 2,5%	3.829.613 - 4.787.015	2,5
Acima de 2,5% até 3,0%	4.787.016 - 5.744.418	3,0
Acima de 3,0% até 3,5%	5.744.419 - 6.701.822	3,5
Acima de 3,5% até 4,0%	6.701.823 - 7.659.225	4,0
Acima de 4,0% até 4,5%	7.659.226 - 8.616.628	4,5
Acima de 4,5%	Acima de 8.616.628	5,0

Fonte: elaborado pelo autor.

Registre-se que está tramitando o Projeto de Lei do Senado nº 29, de 2005 – Complementar,<sup>16</sup> que propõe substituir a atual sistemática

## V. SIMULAÇÕES PARA O FPE

A Lei Orçamentária para 2010 (Lei nº 12.214, de 2010) estima que R\$ 42,5 bilhões serão repassados para os estados via FPE. Dessa forma, qualquer variação de 0,1 ponto percentual nos coeficientes de participação nesse fundo

<sup>16</sup> Consulta aos sítios mantidos na *Internet* pelas duas Casas do Poder Legislativo indica que este é o único projeto em tramitação contemplando nova sistemática de rateio do FPE.

implicaria ganhos ou perdas de R\$ 42,5 milhões. Observando-se os critérios do CTN, mantendo-se a destinação de 85% dos recursos para as regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte, os coeficientes do FPE seriam os seguintes:

ES, SE, TO e AP, enquanto os quatro maiores ganhadores seriam SP, RJ, MT e CE. Em termos absolutos, os mais prejudicados seriam TO, SE, AP e RN (de R\$ 410,1 milhões a R\$ 683 milhões de queda, tendo como base a

Tabela 6: Coeficientes do FPE conforme o CTN

UF	Coeficiente <sup>1</sup>	Ajuste <sup>2</sup> (A)	LC 62/2009 <sup>3</sup> (B)	Diferença [C=(A)-(B)]	Varição [D=(C)/(B)]%
AC	2,2502	2,6465	3,4210	-0,7745	-22,64%
AL	3,3923	3,9897	4,1601	-0,1704	-4,10%
AM	2,5428	2,9906	2,7904	0,2002	7,17%
AP	1,9744	2,3221	3,4120	-1,0899	-31,94%
BA	10,0544	11,8250	9,3962	2,4288	25,85%
CE	8,0209	9,4334	7,3369	2,0965	28,57%
DF	0,5436	0,6393	0,6902	-0,0509	-7,38%
GO	2,7925	3,2842	2,8431	0,4411	15,51%
MA	6,1029	7,1776	7,2182	-0,0406	-0,56%
MS	1,8302	2,1525	1,3320	0,8205	61,60%
MT	1,8808	2,2121	2,3079	-0,0958	-4,15%
PA	6,2693	7,3733	6,1120	1,2613	20,64%
PB	3,4091	4,0095	4,7889	-0,7794	-16,28%
PE	6,4046	7,5324	6,9002	0,6322	9,16%
PI	3,5237	4,1442	4,3214	-0,1772	-4,10%
RN	2,7318	3,2128	4,1779	-0,9651	-23,10%
RO	2,0301	2,3875	2,8156	-0,4281	-15,20%
RR	2,0223	2,3784	2,4807	-0,1023	-4,12%
SE	2,1735	2,5562	4,1553	-1,5991	-38,48%
TO	2,3236	2,7328	4,3400	-1,6072	-37,03%
<b>CO, N, NE</b>	<b>72,2729</b>	<b>85,0000</b>	<b>85,0000</b>	-	<b>0,00%</b>
ES	1,1074	0,5991	1,5000	-0,9009	-60,06%
MG	8,4468	4,5696	4,4545	0,1151	2,58%
PR	3,7631	2,0358	2,8832	-0,8474	-29,39%
RJ	4,6170	2,4977	1,5277	0,9700	63,50%
RS	3,8115	2,0620	2,3548	-0,2928	-12,44%
SC	1,7845	0,9654	1,2798	-0,3144	-24,57%
SP	4,1969	2,2705	1,0000	1,2705	127,05%
<b>S, SE</b>	<b>27,7271</b>	<b>15,0000</b>	<b>15,0000</b>	-	<b>0,00%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>100,0000</b>	<b>100,0000</b>	<b>100,0000</b>	-	<b>0,00%</b>

Fonte: elaborado pelo autor (vide Anexo, Tabelas A.9.1 a A.9.4).

Notas:

<sup>(1)</sup> Soma da participação da área de cada estado na área total, com peso de 5%, com a participação do resultado da multiplicação dos fatores representativos da população e do inverso da renda per capita, com peso de 95%.

<sup>(2)</sup> Soma anterior corrigida conforme os pesos dos respectivos agrupamentos regionais – 85% para CO, N e NE, e 15% para S e SE.

<sup>(3)</sup> Coeficientes atuais.

Nessa sistemática, dezessete estados sofreriam perdas, enquanto dez teriam ganhos. Em termos relativos, os quatro maiores perdedores seriam

dotação do FPE no Orçamento Geral da União para 2010) e os mais beneficiados seriam BA, CE, SP e PA (de R\$ 536 milhões a R\$ 1 bilhão de alta).

Aplicando-se as classes populacionais do FPM–Capital e da Reserva do FPM, a exemplo do que propõe o PLS nº 29, de 2005 – Complementar,<sup>17</sup> e ainda mantendo a destinação de 85% dos recursos para as regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte, os coeficientes do FPE seriam os seguintes:

Nessa simulação, os entes prejudicados são 13 e o beneficiados são 14. As maiores reduções relativas continuam afligindo ES, SE, TO e AP, enquanto os maiores aumentos incidem sobre SP, MS, RJ e GO. Em termos absolutos, TO, BA, SE e AP são os que mais perdem (de R\$ 411 milhões a R\$

Tabela 7: Coeficientes do FPE conforme o CTN e o DL 1.881/1981

UF	Coeficiente <sup>1</sup>	Ajuste <sup>2</sup> (A)	LC 62/2009 <sup>3</sup> (B)	Diferença [C=(A)-(B)]	Varição [D=(C)/(B)]%
AC	2,5773	2,7874	3,4210	-0,6336	-18,52%
AL	3,9034	4,2215	4,1601	0,0614	1,48%
AM	2,7881	3,0154	2,7904	0,2250	8,06%
AP	2,2606	2,4449	3,4120	-0,9671	-28,35%
BA	7,3283	7,9255	9,3962	-1,4707	-15,65%
CE	8,8333	9,5532	7,3369	2,2163	30,21%
DF	0,6253	0,6763	0,6902	-0,0139	-2,01%
GO	3,4648	3,7472	2,8431	0,9041	31,80%
MA	6,9973	7,5676	7,2182	0,3494	4,84%
MS	2,0755	2,2446	1,3320	0,9126	68,52%
MT	2,0853	2,2552	2,3079	-0,0527	-2,28%
PA	6,9520	7,5185	6,1120	1,4065	23,01%
PB	3,9202	4,2397	4,7889	-0,5492	-11,47%
PE	7,8319	8,4701	6,9002	1,5699	22,75%
PI	4,0348	4,3636	4,3214	0,0422	0,98%
RN	3,1407	3,3966	4,1779	-0,7813	-18,70%
RO	2,3163	2,5050	2,8156	-0,3106	-11,03%
RR	2,3085	2,4966	2,4807	0,0159	0,64%
SE	2,5006	2,7044	4,1553	-1,4509	-34,92%
TO	2,6507	2,8668	4,3400	-1,4732	-33,95%
<b>N, NE, CO</b>	<b>78,5949</b>	<b>85,0000</b>	<b>85,0000</b>	<b>-</b>	<b>0,00%</b>
ES	1,2709	0,8906	1,5000	-0,6094	-40,63%
MG	5,0089	3,5101	4,4545	-0,9444	-21,20%
PR	3,6154	2,5336	2,8832	-0,3496	-12,13%
RJ	3,1353	2,1971	1,5277	0,6694	43,82%
RS	3,6638	2,5675	2,3548	0,2127	9,03%
SC	2,2327	1,5646	1,2798	0,2848	22,26%
SP	2,4780	1,7365	1,0000	0,7365	73,65%
<b>S, SE</b>	<b>21,4051</b>	<b>15,0000</b>	<b>15,0000</b>	<b>-</b>	<b>0,00%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>100,0000</b>	<b>100,0000</b>	<b>100,0000</b>	<b>-</b>	<b>0,00%</b>

Fonte: elaborado pelo autor (vide Anexo, Tabelas A.9.1 a A.9.4).

Notas:

<sup>(1)</sup> Soma da participação da área de cada estado na área total, com peso de 5%, com a participação do resultado da multiplicação dos fatores representativos da população e do inverso da renda *per capita*, com peso de 95%.

<sup>(2)</sup> Soma anterior corrigida conforme os pesos dos respectivos agrupamentos regionais – 85% para CO, N e NE, e 15% para S e SE.

<sup>(3)</sup> Coeficientes atuais.

<sup>17</sup> Os coeficientes obtidos na presente simulação diferem daqueles informados na Justificação do projeto mencionado, pois esses últimos foram calculados com base na população de 2004 e na renda *per capita* de 2002. Destaque-se que até mesmo a renda daquele exercício mudou com a introdução do novo SCN.

626,1 milhões de queda), e CE, PE, PA e MS são os que mais ganham (de R\$ 387,9 milhões a R\$ 941,9 milhões de alta).

Em termos da relação entre o benefício líquido com o FPE em 2006 e o IDH em 2000 de cada estado, exposta anteriormente,<sup>18</sup> é possível concluir o seguinte:

- a) **1ª simulação:** Acre, Amapá, Roraima e Tocantins, aquinhoados além do devido pela regra atual, estariam entre os perdedores, enquanto a Bahia, situada aquém do devido, estaria entre os ganhadores; já os coeficientes de Alagoas, Maranhão, Paraíba e Piauí, pertencentes aos segundo grupo, ficariam ainda mais desnivelados;
- b) **2ª simulação:** Acre, Amapá e Tocantins estariam entre os perdedores, enquanto Alagoas, Maranhão e Piauí estariam entre os ganhadores; os desequilíbrios apontados no caso de Roraima, Bahia e Paraíba, a seu tempo, seriam agravados.

Interessa assinalar que, dependendo dos critérios empregados, o Estado da Bahia tanto pode estar entre os principais ganhadores (segundo os critérios do CTN para o FPE), como entre o principais perdedores (observando-se as classes populacionais do FPM–Capital e da Reserva do FPM).

## CONCLUSÃO

Há muito o País convive com graves desequilíbrios regionais, com graves consequências para o bem estar do

conjunto da população. Apenas na segunda metade do século XX, contudo, essa questão passou a receber maior atenção. Diversas políticas públicas foram concebidas no intuito de diminuir as defasagens observadas. Passados cinquenta anos da introdução das primeiras PDRs, porém, o Estado brasileiro pouco tem a mostrar em termos de resultados concretos.

Os atuais critérios de rateio do FPE são parte desse quadro desanimador. Durante vinte anos, recursos foram partilhados com os estados por meio desse fundo. Como demonstrado, os entes menos ricos e/ou mais populosos receberam tratamento preferencial, mas, ainda assim, as defasagens em termos de desenvolvimento econômico persistem.

A recente decisão do STF coloca na ordem do dia a necessidade de uma ampla reformulação do fundo em questão. As simulações realizadas demonstram que não será fácil formatar critérios que, por si só, contem com ampla aprovação dos governos estaduais. Mantido o sistema de partilha vigente, qualquer mudança implicará perdas para alguns e ganhos para outros. Com certeza, haverá enorme pressão para que a União ofereça algum tipo de compensação aos entes prejudicados, o que tornará o desfecho final dos embates parlamentares ainda mais incerto.

Em qualquer hipótese, algum acordo precisará surgir, pois não parece razoável imaginar que os estados venham a abrir mão de R\$ 42,5 bilhões, em valores correntes, dentro de curtos 32

<sup>18</sup> Como o IDH, estimado pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, considera, entre outros dados, a renda *per capita*, a presente análise baseia-se em valores apurados antes da introdução do novo SCN.

meses. Dessa forma, nos debates que se avizinham, seria muito importante aprofundar a discussão sobre como tornar efetivas transferências como o FPE. Evidentemente, a Carta Magna atual, salvo alterações supervenientes, não admite condicionalidades como aquelas introduzidas pelo Ato Complementar nº 40, de 1968. Ainda assim, é preciso evitar que recursos públicos continuem, p. ex., sendo capturados pelas instâncias burocráticas do próprio Estado (Marconi, Arvate, Moura Neto e Palombo, 2009), em vez de contribuir de modo cabal para a dinamização das economias locais.

Este trabalho pretendeu abrir os números do FPE, evidenciar as correlações existentes e as implicações de diferentes simulações. Trata-se de um primeiro subsídio para a definição dos novos critérios. Agora começa a parte mais difícil.

## Bibliografia

- AFONSO, J. R. R. (2010). FPE: rateio sem critério. Observatório da Jurisdição Constitucional, v. 3. Brasília : Instituto Brasiliense de Direito Público.
- GONDIM, J. L. B.; Barreto, F. A.; Carvalho, J. R. (2007). Condicionantes de Clubes de Convergência no Brasil. Estudos Econômicos, 37(1):71-100.
- MARCONI, N.; Arvate, P. R., Moura Neto, J. S.; Palombo, P. E. M. (2009). Vertical transfers and the appropriation of resources by the bureaucracy: the case of Brazilian state governments. Public Choice, 141(1-2):65-85.

MENDES, M.; Miranda, R. B.; Cosio, F. B. **Transferências Intergovernamentais no Brasil: diagnóstico e proposta de reforma**. Brasília : Consultoria Legislativa / Senado Federal (Texto para Discussão nº 40).

Ministério da Fazenda (2005). **O Que Você Precisa Saber Sobre Transferências Constitucionais**. Brasília.

ZACKSESKI, N.; Rodriguez, M. L. O. F. (2007). **Gastos Públicos Federais Realizados: exercícios de comparação temporal 1995-1998 e 2002**. Brasília : IPEA (Texto para Discussão nº 1.265).

## ANEXO

Ano	Tabela A.1.1: Deflator Implícito do PIB (em % ao ano)
1985	248,55
1986	149,18
1987	206,21
1988	627,95
1989	1.304,42
1990	2.736,97
1991	416,69
1992	969,01
1993	1.996,15
1994	2.240,17
1995	93,88
1996	17,08
1997	7,64
1998	4,24
1999	8,48
2000	6,18
2001	8,97
2002	10,55
2003	13,73
2004	8,04
2005	7,21
2006	6,15
2007	5,87

Fonte: BCB / Sistema Gerenciador de Séries Temporais / Série nº 1211.

Tabela A.1.2: Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna: 1996-2008  
(em % ao mês ou ano)

Mês	Taxa	Mês	Taxa	Mês	Taxa
Jan/96	1,79	Jun/00	0,93	Nov/04	0,82
Fev/96	0,76	Jul/00	2,26	Dez/04	0,52
Mar/96	0,22	Ago/00	1,82	2004	12,13
Abr/96	0,70	Set/00	0,69	Jan/05	0,33
Mai/96	1,68	Out/00	0,37	Fev/05	0,40
Jun/96	1,22	Nov/00	0,39	Mar/05	0,99
Jul/96	1,09	Dez/00	0,76	Abr/05	0,51
Ago/96	0,00	2000	9,80	Mai/05	-0,25
Set/96	0,13	Jan/01	0,49	Jun/05	-0,45
Out/96	0,22	Fev/01	0,34	Jul/05	-0,40
Nov/96	0,28	Mar/01	0,80	Ago/05	-0,79
Dez/96	0,88	Abr/01	1,13	Set/05	-0,13
1996	9,33	Mai/01	0,44	Out/05	0,63
Jan/97	1,58	Jun/01	1,46	Nov/05	0,33
Fev/97	0,42	Jul/01	1,62	Dez/05	0,07
Mar/97	1,16	Ago/01	0,90	2005	1,23
Abr/97	0,59	Set/01	0,38	Jan/06	0,72
Mai/97	0,30	Out/01	1,45	Fev/06	-0,06
Jun/97	0,70	Nov/01	0,76	Mar/06	-0,45
Jul/97	0,09	Dez/01	0,18	Abr/06	0,02
Ago/97	-0,04	2001	10,40	Mai/06	0,38
Set/97	0,59	Jan/02	0,19	Jun/06	0,67
Out/97	0,34	Fev/02	0,18	Jul/06	0,17
Nov/97	0,83	Mar/02	0,11	Ago/06	0,41
Dez/97	0,69	Abr/02	0,70	Set/06	0,24
1997	7,48	Mai/02	1,11	Out/06	0,81
Jan/98	0,88	Jun/02	1,74	Nov/06	0,57
Fev/98	0,02	Jul/02	2,05	Dez/06	0,26
Mar/98	0,23	Ago/02	2,36	2006	3,80
Abr/98	-0,13	Set/02	2,64	Jan/07	0,43
Mai/98	0,23	Out/02	4,21	Fev/07	0,23
Jun/98	0,28	Nov/02	5,84	Mar/07	0,22
Jul/98	-0,38	Dez/02	2,70	Abr/07	0,14
Ago/98	-0,17	2002	26,41	Mai/07	0,16
Set/98	-0,02	Jan/03	2,17	Jun/07	0,26
Out/98	-0,03	Fev/03	1,59	Jul/07	0,37
Nov/98	-0,18	Mar/03	1,66	Ago/07	1,39
Dez/98	0,98	Abr/03	0,41	Set/07	1,17
1998	1,71	Mai/03	-0,67	Out/07	0,75
Jan/99	1,15	Jun/03	-0,70	Nov/07	1,05
Fev/99	4,44	Jul/03	-0,20	Dez/07	1,47
Mar/99	1,98	Ago/03	0,62	2007	7,90
Abr/99	0,03	Set/03	1,05	Jan/08	0,99
Mai/99	-0,34	Out/03	0,44	Fev/08	0,38
Jun/99	1,02	Nov/03	0,48	Mar/08	0,70
Jul/99	1,59	Dez/03	0,60	Abr/08	1,12
Ago/99	1,45	2003	7,66	Mai/08	1,88
Set/99	1,47	Jan/04	0,80	Jun/08	1,89
Out/99	1,89	Fev/04	1,08	Jul/08	1,12
Nov/99	2,53	Mar/04	0,93	Ago/08	-0,38
Dez/99	1,23	Abr/04	1,15	Set/08	0,36
1999	19,99	Mai/04	1,46	Out/08	1,09
Jan/00	1,02	Jun/04	1,29	Nov/08	0,07
Fev/00	0,19	Jul/04	1,14	Dez/08	-0,44
Mar/00	0,18	Ago/04	1,31	2008	9,11
Abr/00	0,13	Set/04	0,48		
Mai/00	0,67	Out/04	0,53		

Fonte: BCB / Sistema Gerenciador de Séries Temporais / Série nº 190; taxas anuais calculadas pelo autor.

**Tabela A.2.1: Renda per Capita Estadual**  
(em valores correntes)

UF	1985 (em Cr\$)	1986 (em Cz\$)	1987 (em Cz\$)	1988 (em Cz\$)	1989 (em NCz\$)	1990 (em Cr\$)	1991 (em Cr\$)	1992 (em Cr\$)	1993 (em Cr\$)	1994 (em R\$)
AC	4.779.032	12.968	37.468	286.863	3.957	104.506	515.966	5.661.224	118.949	1.146
AL	5.000.398	11.797	39.218	241.309	2.939	88.741	458.345	4.923.613	98.210	901
AM	11.384.540	33.364	106.061	798.724	10.818	272.229	1.281.894	12.273.025	313.203	2.436
AP	6.892.947	16.391	51.637	443.083	8.028	174.762	882.125	9.279.986	179.882	1.684
BA	6.581.346	16.245	46.834	356.901	4.865	119.585	600.989	6.361.989	136.935	1.208
CE	3.868.100	10.065	29.289	222.430	3.087	80.405	467.940	4.884.241	105.140	964
DF	12.943.622	35.420	106.457	804.263	12.338	317.235	2.329.037	20.920.192	428.016	3.778
ES	9.747.312	25.635	67.211	519.295	8.366	201.281	1.030.496	10.931.025	230.996	2.262
GO	5.383.829	15.438	42.355	313.864	4.630	137.653	758.369	7.245.554	162.682	1.532
MA	2.179.362	6.073	17.049	138.276	2.014	51.133	267.918	2.786.393	58.418	546
MG	8.633.361	21.967	72.370	535.618	7.751	186.726	986.093	10.353.393	222.073	2.084
MS	7.912.482	23.118	66.944	484.639	6.726	170.119	897.619	8.980.684	199.791	2.015
MT	5.781.287	17.055	50.247	403.463	5.380	129.221	712.192	7.850.386	188.544	1.728
PA	4.813.173	13.914	43.924	311.192	5.373	130.899	659.165	5.961.017	170.414	1.509
PB	3.141.336	8.652	26.203	186.405	2.770	83.553	431.520	4.013.712	89.583	858
PE	5.159.879	14.397	44.705	318.559	4.514	118.030	661.958	6.425.911	135.234	1.210
PI	2.185.109	6.099	17.987	126.612	1.848	54.831	287.082	2.750.890	65.135	599
PR	9.600.202	25.100	80.122	600.500	9.428	237.881	1.140.417	11.859.450	260.076	2.385
RJ	13.754.450	32.555	99.441	742.701	10.247	268.363	1.568.440	16.149.150	342.226	2.936
RN	4.748.568	11.429	35.341	250.603	3.993	93.878	526.199	5.059.126	118.702	1.016
RR	7.878.418	21.875	61.021	415.035	6.141	135.224	580.196	5.796.578	140.624	1.229
RO	6.197.347	18.181	55.389	410.649	6.345	160.854	667.382	6.179.865	104.021	903
RS	12.178.430	32.525	100.673	772.103	11.413	281.511	1.381.385	16.103.882	365.321	3.244
SC	10.608.721	28.996	88.972	685.063	11.796	259.637	1.247.121	14.398.637	286.251	2.611
SE	9.178.305	21.679	53.559	374.692	4.658	121.601	692.102	7.148.260	160.065	1.262
SP	16.735.179	42.479	141.290	1.070.741	15.290	370.067	1.808.292	19.032.670	404.766	3.514
TO	..	..	..	..	2.033	54.301	320.381	3.013.904	68.573	648
BRASIL	9.859.022	25.356	80.024	600.951	8.701	215.180	1.105.788	11.579.002	250.899	2.227

Fonte: IBGE ([http://ftp.ibge.gov.br/Contas\\_Regionais/1985\\_a\\_2004/Especiais/Especiais.zip](http://ftp.ibge.gov.br/Contas_Regionais/1985_a_2004/Especiais/Especiais.zip)) > "PIB per capita.xls".  
Nota: Cr\$ 1.000,00 = Cz\$ 1,00; Cz\$ 1.000,00 = NCz\$ 1,00; NCz\$ 1,00 = Cr\$ 1,00; Cr\$ 1.000,00 = R\$ 1,00.

**Tabela A.2.2: Renda per Capita Estadual (em R\$ correntes)**

UF	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
AC	2.512,25	2.884,13	2.992,58	3.181,81	3.334,02	3.738,00	4.176,09	4.707,39	5.277,78	6.251,21	6.693,56	7.040,86	8.789,49
AL	1.739,15	1.983,18	2.270,51	2.412,49	2.469,19	2.733,00	2.950,63	3.370,53	3.804,89	4.324,35	4.688,25	5.162,19	5.858,37
AM	4.054,75	4.894,41	4.794,45	4.914,53	5.027,09	5.879,61	6.168,35	7.252,58	8.099,74	9.657,31	10.318,30	11.826,21	13.042,83
AP	3.870,55	4.464,78	4.768,52	4.596,50	4.542,51	4.818,45	5.494,66	6.199,64	6.219,90	7.026,17	7.334,93	8.542,94	10.253,74
BA	2.112,49	2.568,27	2.866,16	2.943,44	3.219,05	3.539,86	3.848,97	4.524,67	5.031,40	5.780,06	6.581,04	6.918,97	7.787,40
CE	1.982,75	2.438,44	2.597,87	2.654,60	2.808,50	3.014,49	3.220,68	3.735,16	4.145,07	4.621,82	5.055,43	5.634,97	6.149,03
DF	16.940,18	20.549,57	22.761,56	23.996,05	23.941,42	22.340,94	24.188,61	25.746,57	28.282,45	30.991,50	34.514,74	37.599,28	40.696,08
ES	4.907,13	5.494,52	5.987,86	6.114,40	6.453,56	7.429,19	7.641,71	8.258,38	9.424,79	11.997,94	13.854,91	15.234,76	18.002,92
GO	3.183,66	3.821,04	4.188,12	4.375,36	4.475,30	5.180,49	5.779,57	7.078,40	7.936,91	8.718,01	8.992,02	9.956,30	11.547,68
MA	1.202,98	1.576,14	1.696,73	1.698,63	1.834,60	2.089,97	2.322,56	2.636,93	3.111,63	3.587,90	4.150,95	4.627,71	5.165,23
MG	3.609,56	4.339,35	4.787,43	4.793,77	5.046,02	5.580,13	6.093,38	6.903,38	7.936,72	9.335,97	10.013,76	11.024,70	12.519,40
MS	3.316,49	3.925,89	4.364,98	4.579,50	4.927,16	5.397,72	6.173,82	7.004,24	8.772,33	9.461,22	9.561,12	10.592,44	12.411,18
MT	3.207,93	3.714,34	4.240,17	4.368,39	4.980,35	5.865,59	6.302,10	7.928,05	10.347,23	13.444,59	13.365,06	12.340,79	14.953,58
PA	1.959,15	2.328,62	2.443,83	2.527,89	2.689,69	3.037,02	3.482,21	3.917,96	4.448,01	5.191,52	5.612,32	6.240,05	7.006,81
PB	1.557,03	1.919,49	2.134,73	2.248,82	2.446,21	2.699,09	3.111,69	3.538,86	3.998,32	4.209,90	4.691,09	5.506,52	6.097,04
PE	2.147,90	2.622,77	2.855,31	2.992,31	3.156,20	3.382,80	3.753,89	4.327,78	4.773,53	5.287,29	5.933,46	6.526,63	7.336,78
PI	1.317,40	1.587,31	1.707,53	1.770,19	1.900,49	2.119,71	2.240,39	2.544,34	2.977,51	3.297,24	3.701,24	4.211,87	4.661,56
PR	4.444,74	5.266,71	5.725,02	6.097,93	6.663,44	7.174,54	7.830,09	8.944,80	10.935,46	12.079,83	12.344,44	13.151,98	15.711,20
RJ	5.786,58	6.863,37	7.486,75	8.093,20	8.884,29	9.642,44	10.368,75	11.543,23	12.513,50	14.663,82	16.057,40	17.692,59	19.245,08
RN	1.896,89	2.377,65	2.653,95	2.699,13	2.940,56	3.256,90	3.641,88	4.234,49	4.626,36	5.259,92	5.950,38	6.753,04	7.607,01
RO	2.481,56	2.985,44	3.421,16	3.593,03	3.945,38	4.260,11	4.601,73	5.362,64	6.594,34	7.208,59	8.395,74	8.389,21	10.319,98
RR	3.656,44	4.165,59	4.345,51	4.412,44	4.911,77	5.362,58	5.925,31	6.513,12	7.454,93	7.360,85	8.124,58	9.074,35	10.534,08
RS	5.143,66	6.001,09	6.563,90	6.767,29	7.299,19	7.977,52	8.900,13	10.056,79	11.741,68	12.850,07	13.298,02	14.304,83	16.688,74
SC	4.871,11	5.914,96	6.467,54	6.490,41	6.984,02	8.007,32	8.864,66	9.969,47	11.764,48	13.403,29	14.542,79	15.633,20	17.834,00
SE	2.327,37	2.817,36	3.182,53	3.231,58	3.354,98	3.626,37	4.368,12	5.059,88	5.718,37	6.289,39	6.823,61	7.559,35	8.711,70
SP	7.638,43	8.798,47	9.708,95	9.792,10	10.418,42	11.345,91	12.200,97	13.258,84	14.787,93	16.157,79	17.975,61	19.550,37	22.667,25
TO	1.758,96	2.025,06	2.259,13	2.499,60	2.630,69	3.131,69	4.040,43	4.576,41	5.783,53	6.939,37	7.208,34	8.290,73	8.920,75
Brasil	4.437,54	5.233,99	5.745,05	5.910,38	6.310,98	6.886,28	7.491,20	8.378,10	9.497,69	10.692,19	11.658,10	12.686,60	14.464,73

Fonte: IBGE ([ftp://ftp.ibge.gov.br/Contas\\_Regionais/Referencia2002/2003\\_2007/Tab02\\_retropolacao.zip](http://ftp.ibge.gov.br/Contas_Regionais/Referencia2002/2003_2007/Tab02_retropolacao.zip)).  
 Nota: série similar disponibilizada pelo IPEA (<http://www.ipeadata.gov.br>) > "PIB estadual per capita - mil R\$ de 2000 - deflacionado pelo deflator implícito do PIB nacional") não incorpora a retroplatação para o período 1995-2001 da revisão do sistema de contas nacionais de 2007.

Tabela A.2.3: Renda per Capita Estadual (em R\$ constantes de 2007)

UF	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
AC	5.451,86	5.936,92	5.601,84	5.891,75	5.786,18	5.387,17	5.147,66	5.283,44	5.295,96	5.993,46	6.779,54
AL	5.704,39	5.401,05	5.863,58	4.956,13	4.297,95	4.574,49	4.572,79	4.595,05	4.372,61	4.715,96	4.693,25
AM	12.987,33	15.274,51	15.857,28	16.404,66	15.820,82	14.033,09	12.789,12	11.454,03	13.944,76	12.743,48	10.942,10
AP	7.863,38	7.504,01	7.720,23	9.100,30	11.741,00	9.008,76	8.800,73	8.660,72	8.008,87	8.810,90	10.445,02
BA	7.507,91	7.437,30	7.002,10	7.330,24	7.115,43	6.164,45	5.995,91	5.937,45	6.096,75	6.321,53	5.700,74
CE	4.412,68	4.608,02	4.379,04	4.568,39	4.514,06	4.144,78	4.668,51	4.558,31	4.681,13	5.046,25	5.350,62
DF	14.765,91	16.215,71	15.916,47	16.518,41	18.044,09	16.353,10	23.236,50	19.524,16	19.056,54	19.764,02	45.714,58
ES	11.119,60	11.735,99	10.048,79	10.665,58	12.234,95	10.375,79	10.280,99	10.201,59	10.284,65	11.832,32	13.242,32
GO	6.141,80	7.067,69	6.332,52	6.446,33	6.770,41	7.095,85	7.566,05	6.762,05	7.243,10	8.013,99	8.591,40
MA	2.486,19	2.780,15	2.549,02	2.839,99	2.944,71	2.635,87	2.672,94	2.600,45	2.600,93	2.856,11	3.246,35
MG	9.848,82	10.056,66	10.820,02	11.000,84	11.334,73	9.625,50	9.837,99	9.662,50	9.887,35	10.906,10	9.740,71
MS	9.026,45	10.583,77	10.008,86	9.953,79	9.836,33	8.769,44	8.955,31	8.811,39	8.895,27	10.544,45	8.949,85
MT	6.595,22	7.807,94	7.512,48	8.286,55	7.867,20	6.661,17	7.105,35	7.326,52	8.394,53	9.038,90	8.656,88
PA	5.490,80	6.369,87	6.567,09	6.391,44	7.857,29	6.747,70	6.576,31	5.563,23	7.587,33	7.893,61	5.286,94
PB	3.583,59	3.961,14	3.917,59	3.828,50	4.051,44	4.307,08	4.305,16	3.745,87	3.988,51	4.488,97	4.201,79
PE	5.886,32	6.590,96	6.683,80	6.542,76	6.601,42	6.084,29	6.604,18	5.997,10	6.021,03	6.330,37	5.796,31
PI	2.492,74	2.792,10	2.689,23	2.600,44	2.702,04	2.826,48	2.864,15	2.567,32	2.900,00	3.134,10	3.555,13
PR	10.951,78	11.491,07	11.979,05	12.333,41	13.787,77	12.262,49	11.377,64	11.068,06	11.579,34	12.476,55	11.994,53
RJ	15.690,89	14.904,38	14.867,54	15.254,03	14.985,08	13.833,77	15.647,91	15.071,50	15.236,91	15.363,83	15.615,61
RN	5.417,10	5.232,33	5.283,87	5.147,03	5.839,55	4.839,30	5.249,75	4.721,53	5.284,96	5.317,81	5.118,92
RO	8.987,60	10.014,67	9.123,23	8.524,24	8.981,35	6.970,65	5.788,47	5.409,77	6.261,01	6.430,36	6.696,70
RR	7.069,85	8.323,74	8.281,18	8.434,14	9.279,02	8.291,81	6.658,30	5.767,48	4.631,33	4.722,98	9.867,22
RS	13.892,99	14.890,37	15.051,66	15.857,90	16.690,83	14.511,57	13.781,72	15.029,25	16.265,19	16.975,13	13.880,63
SC	12.102,29	13.274,66	13.302,25	14.070,22	17.251,21	13.383,96	12.442,70	13.437,80	12.744,78	13.660,20	13.145,12
SE	10.470,49	9.924,82	8.007,61	7.695,64	6.811,97	6.268,41	6.904,92	6.671,25	7.126,56	6.600,96	6.280,61
SP	19.091,27	19.447,50	21.124,41	21.991,49	22.360,45	19.076,49	18.040,86	17.762,60	18.021,42	18.383,13	20.612,98
TO	..	..	..	..	2.972,68	2.799,16	3.196,36	2.812,78	3.053,09	3.390,27	4.746,70
Brasil	11.247,04	11.608,49	11.964,42	12.342,68	12.724,46	11.092,25	11.032,15	10.806,32	11.170,77	11.653,93	11.975,09
D.P.	4.199,48	4.356,06	4.578,33	4.834,60	5.231,86	4.387,62	4.843,79	4.584,42	4.642,53	4.732,01	8.129,81

Fonte: calculado pelo autor; valores correntes corrigidos pelo deflator implícito do PIB (Tabelas A.1.1., A.2.1 e A.2.2).  
Nota: D.P. = desvio-padrão.

Continua

Continuação

UF		Tabela A.2.3: Renda per Capita Estadual (em R\$ constantes de 2007)														
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007			
AC	6.647,67	6.408,05	6.536,13	6.313,41	6.667,55	6.834,65	6.968,96	6.870,11	7.531,69	7.522,29	7.454,16	8.789,49				
AL	4.571,05	4.861,87	4.955,77	4.675,75	4.874,08	4.829,04	4.989,84	4.952,85	5.210,14	5.268,70	5.465,21	5.858,37				
AM	11.281,17	10.266,42	10.095,50	9.519,48	10.485,82	10.095,22	10.736,94	10.543,47	11.636,28	11.595,80	12.520,41	13.042,83				
AP	10.290,93	10.210,90	9.442,20	8.601,86	8.593,32	8.992,64	9.178,14	8.096,48	8.465,39	8.243,07	9.044,41	10.253,74				
BA	5.919,64	6.137,36	6.046,45	6.095,71	6.313,05	6.299,29	6.698,46	6.549,40	6.964,03	7.395,84	7.325,12	7.787,40				
CE	5.620,37	5.562,86	5.453,13	5.318,28	5.376,10	5.271,02	5.529,65	5.395,66	5.568,54	5.681,35	5.965,75	6.149,03				
DF	47.364,92	48.739,63	49.293,05	45.336,31	39.843,26	39.587,45	38.116,00	36.815,42	37.339,69	38.788,01	39.806,35	40.696,08				
ES	12.664,39	12.821,89	12.560,30	12.220,69	13.249,37	12.506,54	12.225,96	12.268,31	14.455,56	15.570,28	16.129,04	18.002,92				
GO	8.807,16	8.968,09	8.987,93	8.474,58	9.238,99	9.458,93	10.479,08	10.331,51	10.503,78	10.105,32	10.540,73	11.547,68				
MA	3.632,86	3.633,23	3.489,35	3.474,06	3.727,29	3.801,14	3.903,79	4.050,42	4.322,84	4.664,88	4.899,36	5.165,23				
MG	10.001,81	10.251,40	9.847,43	9.555,33	9.951,71	9.972,52	10.220,81	10.331,27	11.248,32	11.253,57	11.671,85	12.411,18				
MS	9.048,84	9.346,79	9.407,28	9.330,24	9.626,40	10.104,17	10.369,28	11.418,99	11.399,23	10.744,88	11.214,22	12.411,18				
MT	8.561,21	9.079,54	8.973,62	9.430,97	10.460,81	10.314,11	11.736,93	13.469,05	16.198,53	15.019,79	13.065,19	14.953,58				
PA	5.367,25	5.233,01	5.192,83	5.093,28	5.416,28	5.699,03	5.800,27	5.790,01	6.254,93	6.307,18	6.606,34	7.006,81				
PB	4.424,25	4.571,13	4.619,57	4.632,24	4.813,60	5.092,63	5.239,03	5.204,63	5.072,24	5.271,90	5.829,76	6.097,04				
PE	6.045,24	6.114,12	6.146,85	5.976,69	6.032,94	6.143,68	6.406,97	6.213,73	6.370,32	6.668,09	6.909,74	7.336,78				
PI	3.658,60	3.656,36	3.636,36	3.598,84	3.780,33	3.666,66	3.766,72	3.875,85	3.972,63	4.159,49	4.459,11	4.661,56				
PR	12.139,28	12.259,08	12.526,46	12.618,13	12.795,22	12.814,84	13.242,15	14.234,75	14.554,22	13.872,80	13.924,01	15.711,20				
RJ	15.819,46	16.031,47	16.625,16	16.823,60	17.196,52	16.969,65	17.088,94	16.288,90	17.667,51	18.045,47	18.731,14	19.245,08				
RN	5.480,27	5.682,94	5.544,59	5.568,34	5.808,43	5.960,36	6.268,86	6.022,15	6.337,35	6.687,10	7.149,44	7.607,01				
RO	6.881,17	7.325,78	7.380,85	7.471,11	7.597,57	7.531,27	7.939,02	8.083,89	8.685,17	9.435,21	8.881,65	10.319,98				
RR	9.601,32	9.305,11	9.064,10	9.301,11	9.563,73	9.697,45	9.642,22	9.704,12	8.868,62	9.130,49	9.607,01	10.534,08				
RS	13.831,97	14.055,36	13.901,47	13.822,01	14.227,26	14.566,08	14.888,36	15.284,21	15.482,24	14.944,45	15.144,52	16.688,74				
SC	13.633,46	13.849,02	13.332,69	13.225,18	14.280,42	14.508,04	14.759,10	15.313,89	16.148,78	16.343,34	16.550,87	17.834,00				
SE	6.493,75	6.814,80	6.638,36	6.353,10	6.467,34	7.148,92	7.490,79	7.443,64	7.577,69	7.668,44	8.003,08	8.711,70				
SP	20.279,69	20.789,91	20.115,07	19.728,68	20.234,52	19.968,29	19.628,78	19.249,61	19.467,49	20.201,17	20.697,97	22.667,25				
TO	4.667,58	4.837,51	5.134,72	4.981,54	5.585,12	6.612,63	6.775,05	7.528,45	7.898,83	7.798,53	7.631,47	8.920,73				
Brasil	12.063,88	12.301,96	12.141,19	11.950,69	12.281,13	12.260,21	12.403,19	12.363,20	12.882,34	13.101,49	13.431,30	14.464,73				
D.P.	8.347,38	8.580,32	8.651,86	8.010,84	7.146,32	7.030,57	6.748,76	6.574,03	6.766,86	6.942,59	7.060,17	7.300,26				

Fonte: calculado pelo autor; valores correntes corrigidos pelo deflator implícito do PIB (Tabelas A.1.1., A.2.1 e A.2.2). Nota: D.P. = desvio-padrão.

Tabela A.2.4: Renda per Capita Estadual (variação real em relação ao ano anterior)

UF	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
AC	8,9%	-5,6%	5,2%	-1,8%	-6,9%	-4,4%	2,6%	0,2%	13,2%	13,1%	-1,9%
AL	-5,3%	8,6%	-15,5%	-13,3%	6,4%	0,0%	0,5%	-4,8%	7,9%	-0,5%	-2,6%
AM	17,6%	3,8%	3,5%	-3,6%	-11,3%	-8,9%	-10,4%	21,7%	-8,6%	-14,1%	3,1%
AP	-4,6%	2,9%	17,9%	29,0%	-23,3%	-2,3%	-1,6%	-7,5%	10,0%	18,5%	-1,5%
BA	-0,9%	-5,9%	4,7%	-2,9%	-13,4%	-2,9%	-1,0%	2,7%	3,7%	-9,8%	3,8%
CE	4,4%	-5,0%	4,3%	-1,2%	-8,2%	12,6%	-2,4%	2,7%	7,8%	6,0%	5,0%
DF	9,8%	-1,8%	3,8%	9,2%	-9,4%	42,1%	-16,0%	-2,4%	3,7%	131,3%	3,6%
ES	5,5%	-14,4%	6,1%	14,7%	-15,2%	-0,9%	-0,8%	0,8%	15,0%	11,9%	-4,4%
GO	15,1%	-10,4%	1,8%	5,0%	4,8%	6,6%	-10,6%	7,1%	10,6%	7,2%	2,5%
MA	11,8%	-8,3%	11,4%	3,7%	-10,5%	1,4%	-2,7%	0,0%	9,8%	13,7%	11,9%
MG	2,1%	7,6%	1,7%	3,0%	-15,1%	2,2%	-1,8%	2,3%	10,3%	-10,7%	2,7%
MS	17,3%	-5,4%	-0,6%	-1,2%	-10,8%	2,1%	-6,4%	6,1%	18,5%	-15,1%	1,1%
MT	18,4%	-3,8%	10,3%	-5,1%	-15,3%	6,7%	3,1%	14,6%	7,7%	-4,2%	-1,1%
PA	16,0%	3,1%	-2,7%	22,9%	-14,1%	-2,5%	-15,4%	36,4%	4,0%	-33,0%	1,5%
PB	10,5%	-1,1%	-2,3%	5,8%	6,3%	0,0%	-13,0%	6,5%	12,5%	-6,4%	5,3%
PE	12,0%	1,4%	-2,1%	0,9%	-7,8%	8,5%	-9,2%	0,4%	5,1%	-8,4%	4,3%
PI	12,0%	-3,7%	-3,3%	3,9%	4,6%	1,3%	-10,4%	13,0%	8,1%	13,4%	2,9%
PR	4,9%	4,2%	3,0%	11,8%	-11,1%	-7,2%	-2,7%	4,6%	7,7%	-3,9%	1,2%
RJ	-5,0%	-0,2%	2,6%	-1,8%	-7,7%	13,1%	-3,7%	1,1%	0,8%	1,6%	1,3%
RN	-3,4%	1,0%	-2,6%	13,5%	-17,1%	8,5%	-10,1%	11,9%	0,6%	-3,7%	7,1%
RO	11,4%	-8,9%	-6,6%	5,4%	-22,4%	-17,0%	-6,5%	15,7%	2,7%	4,1%	2,8%
RR	17,7%	-0,5%	1,8%	10,0%	-10,6%	-19,7%	-13,4%	-19,7%	2,0%	108,9%	-2,7%
RS	7,2%	1,1%	5,4%	5,3%	-13,1%	-5,0%	9,1%	8,2%	4,4%	-18,2%	-0,4%
SC	9,7%	0,2%	5,8%	22,6%	-22,4%	-7,0%	8,0%	-5,2%	7,2%	-3,8%	3,7%
SE	-5,2%	-19,3%	-3,9%	-11,5%	-8,0%	10,2%	-3,4%	6,8%	-7,4%	-4,9%	3,4%
SP	1,9%	8,6%	4,1%	1,7%	-14,7%	-5,4%	-1,5%	1,5%	2,0%	12,1%	-1,6%
TO	...	...	...	...	-5,8%	14,2%	-12,0%	8,5%	11,0%	40,0%	-1,7%
Brasil	3,2%	3,1%	3,2%	3,1%	-12,8%	-0,5%	-2,0%	3,4%	4,3%	2,8%	0,7%

Continua

Continuação

UF	Tabela A.2.4: Renda per Capita Estadual (variação real em relação ao ano anterior)										
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
AC	-3,6%	2,0%	-3,4%	5,6%	2,5%	2,0%	-1,4%	9,6%	-0,1%	-0,9%	17,9%
AL	6,4%	1,9%	-5,7%	4,2%	-0,9%	3,3%	-0,7%	5,2%	1,1%	3,7%	7,2%
AM	-9,0%	-1,7%	-7,5%	10,2%	-3,7%	6,4%	-1,8%	10,4%	-0,3%	8,0%	4,2%
AP	-0,8%	-7,5%	-8,9%	-0,1%	4,6%	2,1%	-11,8%	4,6%	-2,6%	9,7%	13,4%
BA	3,7%	-1,5%	0,8%	3,6%	-0,2%	6,3%	-2,2%	6,3%	6,2%	-1,0%	6,3%
CE	-1,0%	-2,0%	-2,5%	1,1%	-2,0%	4,9%	-2,4%	3,2%	2,0%	5,0%	3,1%
DF	2,9%	1,1%	-8,0%	-12,1%	-0,6%	-3,7%	-3,4%	1,4%	3,9%	2,6%	2,2%
ES	1,2%	-2,0%	-2,7%	8,4%	-5,6%	-2,7%	0,3%	17,8%	7,7%	3,6%	11,6%
GO	1,8%	0,2%	-5,7%	9,0%	2,4%	10,8%	-1,4%	1,7%	-3,8%	4,3%	9,6%
MA	0,0%	-4,0%	-0,4%	7,3%	2,0%	2,7%	3,8%	6,7%	7,9%	5,0%	5,4%
MG	2,5%	-3,9%	-3,0%	4,1%	0,2%	2,5%	1,1%	8,9%	0,0%	3,7%	7,3%
MS	3,3%	0,6%	-0,8%	3,2%	5,0%	2,6%	10,1%	-0,2%	-5,7%	4,4%	10,7%
MT	6,1%	-1,2%	5,1%	10,9%	-1,4%	13,8%	14,8%	20,3%	-7,3%	-13,0%	14,5%
PA	-2,5%	-0,8%	-1,9%	6,3%	5,2%	1,8%	-0,2%	8,0%	0,8%	4,7%	6,1%
PB	3,3%	1,1%	0,3%	3,9%	5,8%	2,9%	-0,7%	-2,5%	3,9%	10,6%	4,6%
PE	1,1%	0,5%	-2,8%	0,9%	1,8%	4,3%	-3,0%	2,5%	4,7%	3,6%	6,2%
PI	-0,1%	-0,5%	-1,0%	5,0%	-3,0%	2,7%	2,9%	2,5%	4,7%	7,2%	4,5%
PR	1,0%	2,2%	0,7%	1,4%	0,2%	3,3%	7,5%	2,2%	-4,7%	0,4%	12,8%
RJ	1,3%	3,7%	1,2%	2,2%	-1,3%	0,7%	-4,7%	8,5%	2,1%	3,8%	2,7%
RN	3,7%	-2,4%	0,4%	4,3%	2,6%	5,2%	-3,9%	5,2%	5,5%	6,9%	6,4%
RO	6,5%	0,8%	1,2%	1,7%	-0,9%	5,4%	8,1%	1,2%	8,6%	-5,9%	16,2%
RR	-3,1%	-2,6%	2,6%	2,8%	1,4%	-0,6%	0,6%	-8,6%	3,0%	5,2%	9,6%
RS	1,6%	-1,1%	-0,6%	2,9%	2,4%	2,2%	2,7%	1,3%	-3,5%	1,3%	10,2%
SC	1,6%	-3,7%	-0,8%	8,0%	1,6%	1,7%	3,8%	5,5%	1,2%	1,3%	7,8%
SE	4,9%	-2,6%	-4,3%	1,8%	10,5%	4,8%	-0,6%	1,8%	1,2%	4,4%	8,9%
SP	2,5%	-3,2%	-1,9%	2,6%	-1,3%	-1,7%	-1,9%	1,1%	3,8%	2,5%	9,5%
TO	3,6%	6,1%	-3,0%	12,1%	18,4%	2,5%	11,1%	4,9%	-1,3%	-2,1%	16,9%
Brasil	2,0%	-1,3%	-1,6%	2,8%	-0,2%	1,2%	-0,3%	4,2%	1,7%	2,5%	7,7%

Fonte: calculado pelo autor (Tabela A.2.3).

Tabela A.3.1: População Projetada para 1º de Julho

UF	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
AC	358.546	369.925	381.129	392.153	403.004	413.495	422.341	438.834	455.233	471.677	488.112	504.575	521.095
AL	2.248.020	2.301.205	2.353.572	2.405.096	2.455.812	2.504.847	2.554.807	2.587.145	2.619.299	2.651.541	2.683.766	2.716.045	2.748.436
AM	1.758.995	1.824.159	1.888.320	1.951.449	2.013.587	2.073.666	2.127.602	2.205.034	2.282.029	2.359.234	2.436.396	2.513.691	2.591.252
AP	230.575	241.487	252.232	262.804	273.210	283.271	290.747	311.802	332.738	353.731	374.713	395.730	416.820
BA	10.662.721	10.905.157	11.143.861	11.378.729	11.609.906	11.833.426	12.065.837	12.188.959	12.311.385	12.434.146	12.556.838	12.679.740	12.803.067
CE	5.835.290	5.945.769	6.054.548	6.161.578	6.266.926	6.368.785	6.463.534	6.577.637	6.691.095	6.804.863	6.918.567	7.032.467	7.146.759
DF	1.386.033	1.427.654	1.468.633	1.508.954	1.548.642	1.587.015	1.621.458	1.670.943	1.720.149	1.769.489	1.818.802	1.868.199	1.917.766
ES	2.310.753	2.368.254	2.424.870	2.480.576	2.535.406	2.588.421	2.638.855	2.692.506	2.745.874	2.799.388	2.852.872	2.906.448	2.960.208
GO	3.567.719	3.657.128	3.745.162	3.831.781	3.917.039	3.999.473	4.073.206	4.180.857	4.287.901	4.395.236	4.502.511	4.609.970	4.717.800
MA	4.466.202	4.560.689	4.653.721	4.745.259	4.835.358	4.922.472	5.007.534	5.084.188	5.160.409	5.236.837	5.313.223	5.389.740	5.466.521
MG	14.590.018	14.835.886	15.077.970	15.316.164	15.550.615	15.777.299	15.993.315	16.220.463	16.446.328	16.672.808	16.899.162	17.125.905	17.353.430
MS	1.573.625	1.614.402	1.654.550	1.694.054	1.732.937	1.770.532	1.807.465	1.839.382	1.871.119	1.902.942	1.934.747	1.966.608	1.998.578
MT	1.567.806	1.652.299	1.735.491	1.817.347	1.897.916	1.975.816	2.055.048	2.107.140	2.158.938	2.210.877	2.262.788	2.314.787	2.366.966
PA	4.159.890	4.309.852	4.457.505	4.602.786	4.745.784	4.884.045	5.016.290	5.152.286	5.287.514	5.423.111	5.558.632	5.694.386	5.830.609
PB	2.993.190	3.038.673	3.083.455	3.127.518	3.170.888	3.212.822	3.256.238	3.280.306	3.304.238	3.328.236	3.352.220	3.376.245	3.400.354
PE	6.651.554	6.755.092	6.857.037	6.957.344	7.056.074	7.151.534	7.245.114	7.327.198	7.408.818	7.490.660	7.572.457	7.654.395	7.736.615
PI	2.363.573	2.408.900	2.453.530	2.497.442	2.540.664	2.582.455	2.625.168	2.652.030	2.678.740	2.705.522	2.732.290	2.759.104	2.786.010
PR	8.069.264	8.160.536	8.250.402	8.338.825	8.425.858	8.510.008	8.593.803	8.701.353	8.818.239	8.935.444	9.052.583	9.169.924	9.287.670
RJ	12.086.535	12.249.696	12.410.346	12.568.414	12.723.998	12.874.428	13.014.825	13.180.910	13.346.057	13.511.655	13.677.160	13.842.949	14.009.311
RN	2.156.339	2.208.048	2.258.960	2.309.054	2.358.361	2.406.035	2.453.259	2.491.709	2.529.943	2.568.281	2.606.598	2.644.980	2.683.495
RO	798.713	859.053	918.465	976.922	1.034.460	1.090.093	1.148.662	1.175.547	1.202.280	1.229.086	1.255.878	1.282.715	1.309.645
RR	145.350	159.314	171.078	183.637	195.998	207.950	219.349	231.276	243.135	255.027	266.912	278.817	290.764
RS	8.473.436	8.615.455	8.755.288	8.892.874	9.028.798	9.159.235	9.288.227	9.397.527	9.506.211	9.615.190	9.724.109	9.833.214	9.942.696
SC	4.085.871	4.177.779	4.268.272	4.357.312	4.444.952	4.529.689	4.609.901	4.697.603	4.784.810	4.872.254	4.959.650	5.047.195	5.135.043
SE	1.314.628	1.349.477	1.383.790	1.417.551	1.450.781	1.482.911	1.513.630	1.545.297	1.576.786	1.608.360	1.639.916	1.671.527	1.703.246
SP	28.314.945	28.971.430	29.617.818	30.253.815	30.879.821	31.485.089	32.066.041	32.650.881	33.232.425	33.815.548	34.398.346	34.982.145	35.567.960
TO	829.691	847.930	865.889	883.559	900.951	917.767	932.030	958.030	983.883	1.009.806	1.035.715	1.061.668	1.087.711
Brasil	132.999.282	135.814.249	138.585.894	141.312.997	143.997.246	146.592.579	149.094.266	151.546.843	153.985.576	156.430.949	158.874.963	161.323.169	163.779.827

Continua

Continuação

Tabela A.3.1: População Projetada para 1º de julho													
UF	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
AC	537.720	554.541	571.529	586.497	601.275	615.707	629.704	643.189	656.102	668.403	680.073	691.132	
AL	2.781.033	2.814.014	2.847.324	2.885.968	2.924.120	2.961.379	2.997.518	3.032.333	3.065.671	3.097.427	3.127.557	3.156.108	
AM	2.669.305	2.748.281	2.828.042	2.898.793	2.968.642	3.036.856	3.103.019	3.166.759	3.227.796	3.285.935	3.341.098	3.393.369	
AP	438.044	459.519	481.207	499.404	517.369	534.914	551.931	568.325	584.023	598.977	613.164	626.609	
BA	12.927.177	13.052.753	13.179.577	13.362.019	13.542.137	13.718.038	13.888.650	14.053.014	14.210.406	14.360.329	14.502.573	14.637.364	
CE	7.261.778	7.378.155	7.495.689	7.627.362	7.757.357	7.884.310	8.007.444	8.126.070	8.239.663	8.347.866	8.450.527	8.547.809	
DF	1.967.649	2.018.121	2.069.094	2.136.399	2.202.846	2.267.737	2.330.678	2.391.313	2.449.376	2.504.684	2.557.160	2.606.885	
ES	3.014.310	3.069.052	3.124.337	3.169.749	3.214.583	3.258.367	3.300.834	3.341.747	3.380.923	3.418.241	3.453.647	3.487.199	
GO	4.826.316	4.936.113	5.047.001	5.157.046	5.265.688	5.371.787	5.474.695	5.573.836	5.668.770	5.759.200	5.844.998	5.926.300	
MA	5.543.790	5.621.971	5.700.930	5.784.306	5.866.620	5.947.006	6.024.976	6.100.090	6.172.018	6.240.533	6.305.538	6.367.138	
MG	17.582.401	17.814.076	18.048.054	18.296.554	18.541.886	18.781.477	19.013.863	19.237.738	19.452.117	19.656.323	19.850.070	20.033.665	
MS	2.030.751	2.063.304	2.096.181	2.129.260	2.161.918	2.193.812	2.224.746	2.254.547	2.283.085	2.310.268	2.336.059	2.360.498	
MT	2.419.476	2.472.606	2.526.265	2.585.765	2.644.506	2.701.873	2.757.515	2.811.118	2.862.448	2.911.343	2.957.733	3.001.692	
PA	5.967.696	6.106.403	6.246.489	6.394.733	6.541.088	6.684.018	6.822.649	6.956.204	7.084.093	7.205.914	7.321.495	7.431.020	
PB	3.424.615	3.449.163	3.473.955	3.511.002	3.547.577	3.583.296	3.617.941	3.651.317	3.683.278	3.713.721	3.742.606	3.769.977	
PE	7.819.357	7.903.077	7.987.629	8.090.581	8.192.221	8.291.482	8.387.758	8.480.508	8.569.324	8.653.925	8.734.194	8.810.256	
PI	2.813.087	2.840.484	2.868.153	2.902.841	2.937.087	2.970.532	3.002.971	3.034.221	3.064.147	3.092.652	3.119.697	3.145.325	
PR	9.406.163	9.526.056	9.647.141	9.777.185	9.905.572	10.030.955	10.152.566	10.269.724	10.381.913	10.488.777	10.590.169	10.686.247	
RJ	14.176.729	14.346.124	14.517.204	14.704.081	14.888.577	15.068.755	15.243.514	15.411.874	15.573.092	15.726.659	15.872.361	16.010.429	
RN	2.722.255	2.761.472	2.801.079	2.843.187	2.884.759	2.925.357	2.964.735	3.002.671	3.038.997	3.073.600	3.106.430	3.137.541	
RO	1.336.745	1.364.166	1.391.860	1.405.885	1.419.732	1.433.254	1.446.370	1.459.006	1.471.105	1.482.631	1.493.566	1.503.928	
RR	302.786	314.951	327.236	339.033	350.680	362.054	373.086	383.714	393.891	403.585	412.783	421.499	
RS	10.052.874	10.164.353	10.276.940	10.356.684	10.435.412	10.512.297	10.586.870	10.658.713	10.727.507	10.793.038	10.855.212	10.914.128	
SC	5.223.449	5.312.899	5.403.238	5.492.784	5.581.188	5.667.524	5.751.263	5.831.935	5.909.185	5.982.770	6.052.586	6.118.743	
SE	1.735.168	1.767.466	1.800.085	1.827.567	1.854.699	1.881.196	1.906.896	1.931.655	1.955.364	1.977.948	1.999.375	2.019.679	
SP	36.157.494	36.753.995	37.356.424	37.860.483	38.358.115	38.844.101	39.315.471	39.769.582	40.204.428	40.618.637	41.011.634	41.384.039	
TO	1.113.920	1.140.437	1.167.219	1.182.842	1.198.265	1.213.328	1.227.938	1.242.013	1.255.490	1.268.328	1.280.509	1.292.051	
Brasil	166.252.088	168.753.552	171.279.882	173.808.010	176.303.919	178.741.412	181.105.601	183.383.216	185.564.212	187.641.714	189.612.814	191.480.630	

Fonte: IBGE (ftp://ftp.ibge.gov.br/Estimativas\_Populacao/Revisao\_2008\_Projecoes\_1980\_2050.zip > "POPULAÇÃO\_UFs-1980-2030\_EM\_1º\_DE\_JULHO.xls").

Tabela A.3.2: População Projetada para 1º de Julho  
(variação em relação ao ano anterior)

UF	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
AC	3,17%	3,03%	2,89%	2,77%	2,60%	2,14%	3,91%	3,74%	3,61%	3,48%	3,37%	3,27%
AL	2,37%	2,28%	2,19%	2,11%	2,00%	1,99%	1,27%	1,24%	1,23%	1,22%	1,20%	1,19%
AM	3,70%	3,52%	3,34%	3,18%	2,98%	2,60%	3,64%	3,49%	3,38%	3,27%	3,17%	3,09%
AP	4,73%	4,45%	4,19%	3,96%	3,68%	2,64%	7,24%	6,71%	6,31%	5,93%	5,61%	5,33%
BA	2,27%	2,19%	2,11%	2,03%	1,93%	1,96%	1,02%	1,00%	1,00%	0,99%	0,98%	0,97%
CE	1,89%	1,83%	1,77%	1,71%	1,63%	1,49%	1,77%	1,72%	1,70%	1,67%	1,65%	1,63%
DF	3,00%	2,87%	2,75%	2,63%	2,48%	2,17%	3,05%	2,94%	2,87%	2,79%	2,72%	2,65%
ES	2,49%	2,39%	2,30%	2,21%	2,09%	1,95%	2,03%	1,98%	1,95%	1,91%	1,88%	1,85%
GO	2,51%	2,41%	2,31%	2,23%	2,10%	1,84%	2,64%	2,56%	2,50%	2,44%	2,39%	2,34%
MA	2,12%	2,04%	1,97%	1,90%	1,80%	1,73%	1,53%	1,50%	1,48%	1,46%	1,44%	1,42%
MG	1,69%	1,63%	1,58%	1,53%	1,46%	1,37%	1,42%	1,39%	1,38%	1,36%	1,34%	1,33%
MS	2,59%	2,49%	2,39%	2,30%	2,17%	2,09%	1,77%	1,73%	1,70%	1,67%	1,65%	1,63%
MT	5,39%	5,03%	4,72%	4,43%	4,10%	4,01%	2,53%	2,46%	2,41%	2,35%	2,30%	2,25%
PA	3,60%	3,43%	3,26%	3,11%	2,91%	2,71%	2,71%	2,62%	2,56%	2,50%	2,44%	2,39%
PB	1,52%	1,47%	1,43%	1,39%	1,32%	1,35%	0,74%	0,73%	0,73%	0,72%	0,72%	0,71%
PE	1,56%	1,51%	1,46%	1,42%	1,35%	1,31%	1,13%	1,11%	1,10%	1,09%	1,08%	1,07%
PI	1,92%	1,85%	1,79%	1,73%	1,64%	1,65%	1,02%	1,01%	1,00%	0,99%	0,98%	0,98%
PR	1,13%	1,10%	1,07%	1,04%	1,00%	0,87%	1,37%	1,34%	1,33%	1,31%	1,30%	1,28%
RJ	1,35%	1,31%	1,27%	1,24%	1,18%	1,09%	1,28%	1,25%	1,24%	1,22%	1,21%	1,20%
RN	2,40%	2,31%	2,22%	2,14%	2,02%	1,96%	1,57%	1,53%	1,52%	1,49%	1,47%	1,46%
RO	7,55%	6,92%	6,36%	5,89%	5,38%	5,37%	2,34%	2,27%	2,23%	2,18%	2,14%	2,10%
RR	8,92%	8,06%	7,34%	6,73%	6,10%	5,48%	5,44%	5,13%	4,89%	4,66%	4,46%	4,28%
RS	1,68%	1,62%	1,57%	1,52%	1,45%	1,41%	1,18%	1,16%	1,15%	1,13%	1,12%	1,11%
SC	2,25%	2,17%	2,09%	2,01%	1,91%	1,77%	1,90%	1,86%	1,83%	1,79%	1,77%	1,74%
SE	2,65%	2,54%	2,44%	2,34%	2,21%	2,07%	2,09%	2,04%	2,00%	1,96%	1,93%	1,90%
SP	2,32%	2,23%	2,15%	2,07%	1,96%	1,85%	1,82%	1,78%	1,75%	1,72%	1,70%	1,67%
TO	2,20%	2,12%	2,04%	1,97%	1,87%	1,55%	2,79%	2,70%	2,63%	2,57%	2,51%	2,45%
<b>Brasil</b>	<b>2,12%</b>	<b>2,04%</b>	<b>1,97%</b>	<b>1,90%</b>	<b>1,80%</b>	<b>1,71%</b>	<b>1,64%</b>	<b>1,61%</b>	<b>1,59%</b>	<b>1,56%</b>	<b>1,54%</b>	<b>1,52%</b>

Continua

Continuação

**TABELA A.3.2: POPULAÇÃO PROJETADA PARA 1º DE JULHO**  
(variação em relação ao ano anterior)

UF	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
AC	3,19%	3,13%	3,06%	2,62%	2,52%	2,40%	2,27%	2,14%	2,01%	1,87%	1,75%	1,63%
AL	1,19%	1,19%	1,18%	1,36%	1,32%	1,27%	1,22%	1,16%	1,10%	1,04%	0,97%	0,91%
AM	3,01%	2,96%	2,90%	2,50%	2,41%	2,30%	2,18%	2,05%	1,93%	1,80%	1,68%	1,56%
AP	5,09%	4,90%	4,72%	3,78%	3,60%	3,39%	3,18%	2,97%	2,76%	2,56%	2,37%	2,19%
BA	0,97%	0,97%	0,97%	1,38%	1,35%	1,30%	1,24%	1,18%	1,12%	1,06%	0,99%	0,93%
CE	1,61%	1,60%	1,59%	1,76%	1,70%	1,64%	1,56%	1,48%	1,40%	1,31%	1,23%	1,15%
DF	2,60%	2,57%	2,53%	3,25%	3,11%	2,95%	2,78%	2,60%	2,43%	2,26%	2,10%	1,94%
ES	1,83%	1,82%	1,80%	1,45%	1,41%	1,36%	1,30%	1,24%	1,17%	1,10%	1,04%	0,97%
GO	2,30%	2,27%	2,25%	2,18%	2,11%	2,01%	1,92%	1,81%	1,70%	1,60%	1,49%	1,39%
MA	1,41%	1,41%	1,40%	1,46%	1,42%	1,37%	1,31%	1,25%	1,18%	1,11%	1,04%	0,98%
MG	1,32%	1,32%	1,31%	1,38%	1,34%	1,29%	1,24%	1,18%	1,11%	1,05%	0,99%	0,92%
MS	1,61%	1,60%	1,59%	1,58%	1,53%	1,48%	1,41%	1,34%	1,27%	1,19%	1,12%	1,05%
MT	2,22%	2,20%	2,17%	2,36%	2,27%	2,17%	2,06%	1,94%	1,83%	1,71%	1,59%	1,49%
PA	2,35%	2,32%	2,29%	2,37%	2,29%	2,19%	2,07%	1,96%	1,84%	1,72%	1,60%	1,50%
PB	0,71%	0,72%	0,72%	1,07%	1,04%	1,01%	0,97%	0,92%	0,88%	0,83%	0,78%	0,73%
PE	1,07%	1,07%	1,07%	1,29%	1,26%	1,21%	1,16%	1,11%	1,05%	0,99%	0,93%	0,87%
PI	0,97%	0,97%	0,97%	1,21%	1,18%	1,14%	1,09%	1,04%	0,99%	0,93%	0,87%	0,82%
PR	1,28%	1,27%	1,19%	1,35%	1,27%	1,21%	1,16%	1,10%	1,09%	1,03%	0,97%	0,91%
RJ	1,20%	1,19%	1,19%	1,29%	1,25%	1,21%	1,16%	1,10%	1,05%	0,99%	0,93%	0,87%
RN	1,44%	1,44%	1,43%	1,50%	1,46%	1,41%	1,35%	1,28%	1,21%	1,14%	1,07%	1,00%
RO	2,07%	2,05%	2,03%	1,01%	0,98%	0,95%	0,92%	0,87%	0,83%	0,78%	0,74%	0,69%
RR	4,13%	4,02%	3,90%	3,61%	3,44%	3,24%	3,05%	2,85%	2,65%	2,46%	2,28%	2,11%
RS	1,11%	1,11%	1,11%	0,78%	0,76%	0,74%	0,71%	0,68%	0,65%	0,61%	0,58%	0,54%
SC	1,72%	1,71%	1,70%	1,66%	1,61%	1,55%	1,48%	1,40%	1,32%	1,25%	1,17%	1,09%
SE	1,87%	1,86%	1,85%	1,53%	1,48%	1,43%	1,37%	1,30%	1,23%	1,15%	1,08%	1,02%
SP	1,66%	1,65%	1,64%	1,35%	1,31%	1,27%	1,21%	1,16%	1,09%	1,03%	0,97%	0,91%
TO	2,41%	2,38%	2,35%	1,34%	1,30%	1,26%	1,20%	1,15%	1,09%	1,02%	0,96%	0,90%
<b>Brasil</b>	<b>1,51%</b>	<b>1,50%</b>	<b>1,50%</b>	<b>1,48%</b>	<b>1,44%</b>	<b>1,38%</b>	<b>1,32%</b>	<b>1,26%</b>	<b>1,19%</b>	<b>1,12%</b>	<b>1,05%</b>	<b>0,99%</b>

Fonte: calculado pelo autor (Tabela A.3.1).

**Tabela A.4.1: Receita Orçamentária**  
(em mil R\$ constantes de dezembro de 1995)

UF	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
AC	274.855	243.103	219.526	260.552	343.962	286.921	273.457	316.606	312.166
AL	664.550	681.847	410.457	411.795	690.484	607.891	551.660	451.721	561.286
AM	975.164	950.451	845.573	1.441.505	1.195.990	952.460	843.713	897.824	1.022.436
AP	306.042	284.913	259.240	386.859	462.102	385.371	333.332	288.681	465.211
BA	3.395.166	3.047.530	2.980.656	3.094.240	2.996.908	3.053.190	3.415.138	3.130.112	3.126.366
CE	1.086.439	1.265.890	1.611.709	1.353.936	1.650.134	1.521.787	1.396.537	1.674.030	1.731.798
DF	1.398.107	1.527.176	1.536.940	2.345.066	2.393.403	1.981.993	2.239.925	2.736.227	2.905.804
ES	1.189.256	790.489	964.614	1.133.016	1.119.887	1.029.405	990.806	1.612.470	1.931.181
GO	1.413.047	1.147.623	1.071.144	1.604.449	1.311.669	1.273.039	1.219.463	1.639.634	1.728.152
MA	1.031.472	1.209.632	1.069.543	1.129.358	893.391	863.809	915.945	901.401	948.309
MG	5.459.102	6.802.681	7.245.451	6.025.991	6.100.518	6.695.446	5.752.182	7.722.745	8.428.327
MS	773.752	672.820	630.634	764.856	777.966	712.705	846.609	844.673	837.538
MT	1.100.357	755.469	863.808	918.145	717.171	734.577	777.227	1.094.201	1.369.931
PA	1.081.019	871.915	818.489	896.453	1.150.243	1.225.696	1.075.650	1.085.936	1.278.419
PB	765.956	774.072	617.534	532.932	666.389	602.875	606.141	743.602	713.235
PE	1.943.704	1.889.119	1.605.209	1.706.473	1.847.103	1.613.410	1.612.653	1.608.540	1.885.513
PI	689.291	564.643	346.987	403.964	492.166	520.393	497.003	564.205	561.250
PR	3.517.605	2.566.551	2.592.795	3.073.514	2.710.499	2.167.752	2.349.717	2.729.199	3.273.789
RJ	5.394.898	4.376.731	4.953.598	5.713.813	5.896.544	6.897.829	5.547.371	6.012.775	6.728.164
RN	567.470	603.212	481.966	592.955	628.420	545.486	541.111	571.646	610.501
RO	749.080	611.148	576.470	670.886	648.560	489.948	349.629	454.200	433.570
RR	290.780	240.818	223.994	354.647	422.735	318.121	272.386	230.446	213.324
RS	5.005.546	4.022.780	4.464.332	5.038.710	4.106.015	4.962.440	5.005.239	5.929.902	6.011.757
SC	1.940.282	1.829.507	2.426.114	2.044.178	1.587.755	1.683.334	1.598.456	2.470.047	2.448.293
SE	629.214	546.613	487.706	506.862	606.019	519.972	496.880	602.499	718.532
SP	20.465.483	17.277.632	21.842.815	22.032.272	19.636.000	19.367.473	21.413.032	21.794.333	27.510.458
TO	..	..	..	..	415.262	386.016	395.860	393.350	424.351
<b>Total</b>	<b>62.107.637</b>	<b>55.554.365</b>	<b>61.147.304</b>	<b>64.437.477</b>	<b>61.467.295</b>	<b>61.399.339</b>	<b>61.317.122</b>	<b>68.501.005</b>	<b>78.179.661</b>

Fonte: STN/Execução Orçamentária dos Estados e Municípios das Capitais 1986-1995 ([http://www.tesouro.fazenda.gov.br/estados\\_municipios/financas/brasil95.exe](http://www.tesouro.fazenda.gov.br/estados_municipios/financas/brasil95.exe)).

Nota: dados coletados junto aos relatórios de execução orçamentária dos entes recebedores; embora compatíveis, em termos de ordem de grandeza, com os dados informados pela STN, na condição de órgão repassador, são recorrentes as discrepâncias entre os números das duas fontes.

UF	Tabela A.4.2: Receita Total (em mil R\$ correntes)									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001			
AC	385.997,62	477.702,37	469.309,09	575.373,39	723.816,14	810.005,53	937.554,16			
AL	741.028,40	1.276.808,30	1.082.232,99	1.185.856,16	1.190.358,19	1.434.139,75	1.552.239,32			
AM	1.612.740,78	2.137.563,85	1.882.822,84	1.838.892,99	2.264.489,97	2.593.158,47	3.006.144,40			
AP	549.490,02	529.155,69	437.176,14	486.538,03	537.678,41	678.947,24	814.647,37			
BA	3.710.214,72	4.466.917,68	7.472.594,33	8.159.860,19	6.573.296,76	6.419.709,48	8.319.984,62			
CE	1.902.585,14	2.313.283,65	2.653.844,14	4.202.939,14	5.020.334,21	3.798.700,66	4.929.393,00			
DF	3.036.119,02	3.461.526,52	4.065.468,07	4.285.268,48	6.434.230,34	5.709.563,29	6.143.615,74			
ES	1.841.880,01	2.388.271,05	2.441.684,86	2.841.622,13	2.623.674,92	3.373.794,70	3.693.433,31			
GO	1.648.239,32	2.269.761,74	3.208.986,68	2.541.101,57	3.224.477,72	3.236.715,41	4.182.380,31			
MA	1.067.783,68	1.425.443,92	1.509.017,99	1.630.249,80	2.167.950,29	2.645.856,42	2.871.425,45			
MG	8.038.583,75	9.894.334,65	12.357.807,67	16.143.801,29	9.991.875,98	14.118.372,34	15.699.216,80			
MS	931.412,95	1.196.868,97	1.637.719,05	1.457.509,23	1.635.389,11	1.934.309,50	2.354.088,99			
MT	1.306.583,15	1.747.493,44	1.955.067,58	2.029.463,41	2.236.927,78	2.370.746,49	2.710.381,11			
PA	1.488.246,72	1.787.145,56	2.118.657,75	2.848.829,39	2.602.392,23	2.860.888,55	3.381.995,78			
PB	853.201,00	1.044.604,74	1.140.152,43	1.520.379,63	1.634.899,25	2.051.244,89	2.685.292,40			
PE	1.996.442,42	3.045.610,22	2.756.127,12	4.496.548,22	3.628.018,27	5.860.597,11	5.800.987,01			
PI	751.481,02	918.902,41	1.101.697,56	1.098.150,68	1.203.773,50	1.449.884,81	1.547.989,38			
PR	3.428.672,18	4.297.970,34	4.849.140,99	6.007.459,82	10.849.635,93	10.170.330,83	8.911.045,25			
RJ	6.417.039,55	8.483.925,95	13.558.415,90	11.460.725,77	14.355.894,87	15.800.679,20	17.791.979,35			
RN	728.053,43	962.365,38	1.812.317,74	1.435.257,09	1.768.627,41	1.996.410,39	2.275.303,76			
RO	484.930,18	579.991,54	660.877,51	1.395.328,95	860.191,82	1.124.913,67	1.265.245,99			
RR	250.289,35	320.604,41	377.956,86	425.270,62	433.399,49	569.877,99	649.895,52			
RS	6.113.301,55	8.407.404,17	10.215.293,21	13.258.116,11	8.086.904,46	9.585.421,68	10.717.417,64			
SC	2.335.079,45	4.213.509,53	4.038.380,04	3.318.081,22	3.832.705,48	5.664.685,73	5.078.829,62			
SE	810.165,07	1.031.015,91	1.690.070,62	1.212.201,33	1.354.134,51	1.551.141,36	1.748.960,85			
SP	26.238.316,31	30.565.054,12	87.307.754,27	38.901.904,35	40.551.563,25	43.326.719,07	47.204.488,74			
TO	524.867,48	703.771,64	808.533,60	874.051,64	944.953,22	1.256.124,68	1.499.470,75			
<b>Total</b>	<b>79.192.744,25</b>	<b>99.947.007,73</b>	<b>173.609.107,01</b>	<b>135.630.780,62</b>	<b>136.731.593,51</b>	<b>152.392.939,25</b>	<b>167.773.406,61</b>			

Continua

Continuação

**TABELA A.4.2: RECEITA TOTAL**  
(em mil R\$ correntes)

UF	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
AC	1.160.124,82	1.188.420,06	1.363.907,83	1.841.371,24	2.063.282,91	2.276.725,33	2.972.489,92
AL	2.415.029,17	2.304.446,63	2.607.731,74	2.969.932,91	3.299.920,51	3.777.131,57	4.355.697,67
AM	3.659.238,36	3.757.292,66	4.515.371,36	5.241.634,49	5.780.126,39	6.583.997,16	7.986.691,19
AP	963.863,70	1.000.122,36	1.282.893,41	1.539.868,58	1.747.484,29	2.036.265,42	2.470.688,05
BA	9.868.801,49	10.913.916,35	13.048.648,50	14.446.993,27	15.946.448,73	17.279.325,17	19.650.606,43
CE	5.889.150,02	6.418.190,28	6.934.719,25	7.787.382,52	9.166.732,23	9.629.501,85	11.550.950,88
DF	7.232.406,00	5.190.992,66	5.914.821,39	6.862.631,40	7.882.113,14	8.631.862,64	10.368.272,43
ES	3.710.820,25	4.929.918,54	5.925.393,07	7.327.286,92	8.040.876,26	9.342.978,16	11.067.450,65
GO	5.083.561,22	6.159.112,31	7.069.006,68	7.681.594,43	8.233.633,63	9.437.399,11	11.218.838,16
MA	3.397.666,97	3.452.687,39	3.546.294,49	4.383.376,89	5.066.658,60	5.849.657,85	7.064.317,62
MG	16.313.227,29	18.820.850,40	21.817.258,71	25.513.724,17	29.099.915,70	32.633.250,44	39.923.333,76
MS	2.565.539,83	3.157.019,34	3.853.685,43	3.960.339,15	4.538.945,57	5.630.529,78	6.963.832,72
MT	2.900.229,40	3.984.960,82	4.796.453,61	5.356.923,59	5.742.308,78	6.535.675,98	8.092.364,30
PA	3.977.188,79	4.372.686,56	5.090.085,86	5.834.955,33	6.951.816,63	7.923.923,09	9.734.195,51
PB	2.291.264,59	2.622.580,15	2.882.373,90	3.702.968,12	4.235.277,74	4.583.713,03	5.535.886,16
PE	6.494.212,10	6.729.346,61	7.914.185,98	9.479.968,23	11.140.590,61	11.770.601,81	14.348.872,33
PI	1.711.653,72	1.628.204,56	2.211.448,05	2.758.546,14	3.211.037,63	3.499.403,47	4.319.352,36
PR	9.942.098,58	10.805.327,56	12.226.332,67	13.701.426,25	14.784.407,40	16.018.768,18	18.734.748,79
RJ	19.204.877,53	24.392.821,77	27.647.995,35	30.274.363,26	34.088.411,89	36.429.691,93	42.950.931,00
RN	2.409.033,84	2.661.200,07	3.174.686,12	3.946.191,74	4.558.895,72	5.130.068,93	5.923.416,89
RO	1.566.691,12	1.797.894,26	2.142.167,21	2.554.556,97	2.735.164,78	3.082.256,42	3.902.239,71
RR	792.427,43	758.955,72	856.010,11	1.120.413,05	1.291.315,11	1.476.552,63	2.173.942,17
RS	12.239.654,00	13.844.997,51	14.471.484,70	16.649.669,20	18.101.876,26	20.839.311,90	24.442.726,52
SC	6.983.127,74	6.248.732,83	7.575.521,95	8.941.937,01	7.049.539,28	9.300.955,51	11.538.547,21
SE	2.044.846,98	2.099.526,51	2.532.054,97	3.016.652,43	3.420.004,35	3.686.045,32	4.545.170,04
SP	53.038.997,55	57.966.316,83	65.772.915,43	76.110.010,98	84.244.168,34	96.236.545,49	120.920.508,85
TO	1.891.241,09	2.071.470,06	2.297.362,20	2.730.026,57	3.003.901,60	3.635.534,12	4.191.348,35
<b>Total</b>	<b>189.746.973,59</b>	<b>209.277.990,78</b>	<b>239.470.809,95</b>	<b>275.734.744,84</b>	<b>305.424.854,09</b>	<b>343.257.672,28</b>	<b>416.947.419,67</b>

Fonte: STN / Execução Orçamentária dos Estados 1995-2008 ([http://www.tesouro.fazenda.gov.br/estados\\_municipios/download/exec\\_orc\\_estados.xls](http://www.tesouro.fazenda.gov.br/estados_municipios/download/exec_orc_estados.xls)).

Nota: dados coletados junto aos relatórios de execução orçamentária dos entes recebedores; embora compatíveis, em termos de ordem de grandeza, com os dados informados pela STN, na condição de órgão repassador, é comum haver discrepâncias entre os números das duas fontes.

**Tabela A.5.1: Cota-Parte do FPE**  
(em mil R\$ constantes de dezembro de 1995)

UF	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
AC	123.644	114.441	75.188	90.385	54.833	165.004	187.278	207.958	214.547
AL	195.569	155.753	143.301	165.800	266.377	227.794	227.740	252.886	260.900
AM	131.665	103.663	95.713	111.205	180.042	152.778	152.757	169.624	174.999
AP	..	..	48.006	222.708	71.913	98.852	104.002	146.946	157.094
BA	416.300	329.466	295.510	232.482	606.736	514.456	514.384	571.182	589.281
CE	358.377	284.985	266.332	308.769	473.762	401.746	401.650	446.000	460.132
DF	10.313	8.388	8.947	10.788	61.218	37.793	50.743	60.535	67.811
ES	64.630	46.938	54.675	96.858	82.135	82.088	91.182	94.072	121.449
GO	87.711	92.012	76.343	65.188	105.078	75.479	171.099	90.935	230.194
MA	351.332	279.902	257.718	298.069	466.097	395.247	395.152	438.784	452.688
MG	332.074	240.798	281.136	287.638	244.422	243.856	270.783	279.363	360.663
MS	61.614	44.724	52.078	86.010	72.929	72.918	80.970	83.536	107.846
MT	27.492	76.821	90.216	149.026	126.289	113.709	140.294	144.739	186.861
PA	204.323	182.272	142.899	165.653	281.272	267.739	301.135	349.017	344.982
PB	226.680	179.573	165.385	190.861	309.231	262.421	262.163	291.110	300.335
PE	332.161	261.624	241.052	279.878	445.563	377.834	377.743	419.453	433.209
PI	203.071	161.700	148.848	172.298	278.618	236.626	236.570	262.693	271.016
PR	51.770	23.091	83.918	186.175	157.875	157.837	175.225	180.703	233.380
RJ	174.016	100.353	149.862	98.523	83.652	83.617	92.867	228.746	141.352
RN	194.772	154.496	142.967	165.686	269.777	228.769	228.714	253.968	262.016
RO	..	..	..	6.255	134.750	121.402	121.577	158.518	175.513
RR	62.833	38.818	36.871	28.664	9.414	64.931	68.963	150.798	155.576
RS	142.784	104.650	122.339	151.933	128.943	128.910	143.145	147.681	190.658
SC	77.828	57.143	66.444	82.639	70.071	70.061	77.797	80.262	103.620
SE	195.374	155.598	143.156	165.642	268.318	227.531	227.477	252.595	260.599
SP	181.220	120.167	139.778	64.572	54.757	54.743	60.788	62.714	80.966
TO	..	..	..	..	280.244	237.502	237.588	263.822	270.815
<b>Total</b>	<b>4.207.553</b>	<b>3.317.376</b>	<b>3.328.682</b>	<b>3.883.705</b>	<b>5.584.316</b>	<b>5.101.643</b>	<b>5.399.786</b>	<b>6.088.640</b>	<b>6.608.502</b>

Fonte: STIN/Execução Orçamentária dos Estados e Municípios das Capitais 1986-1995 ([http://www.tesouro.fazenda.gov.br/estados\\_municipios/financas/brasil95.exe](http://www.tesouro.fazenda.gov.br/estados_municipios/financas/brasil95.exe)).

**Tabela A.5.2: Receita de FPE**  
(em mil R\$ correntes)

UF	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
AC	264.236,40	298.857,84	335.408,98	373.585,24	413.759,33	416.761,91	490.451,59
AL	321.234,93	363.425,46	407.873,40	454.297,56	503.151,18	596.238,18	701.672,51
AM	215.480,19	243.768,76	273.582,35	304.721,50	337.490,72	506.388,16	470.641,93
AP	211.891,91	234.553,97	334.526,58	372.752,27	330.136,65	455.481,10	545.403,77
BA	725.593,08	821.390,21	921.379,57	1.027.699,62	1.136.441,23	1.010.258,00	1.584.816,83
CE	566.569,88	640.950,05	719.320,00	801.215,30	887.375,28	1.051.546,82	1.237.476,00
DF	77.117,41	87.241,46	98.127,36	111.206,91	123.442,40	98.921,56	116.412,36
ES	115.832,96	159.431,75	147.066,20	163.805,28	181.420,35	214.984,56	252.997,02
GO	219.597,38	248.435,62	278.830,35	310.476,53	343.864,12	407.481,74	407.600,97
MA	557.403,65	630.580,44	707.702,16	788.252,85	873.018,89	1.034.534,38	1.217.454,65
MG	343.982,69	389.144,24	436.737,59	467.254,58	1.809.070,63	638.432,49	751.316,82
MS	102.859,67	116.363,24	130.594,79	145.459,09	161.141,80	190.938,28	224.735,81
MT	178.220,59	201.617,66	226.276,06	252.030,80	279.133,34	330.775,25	330.872,03
PA	464.307,13	480.548,73	558.053,23	511.887,26	679.958,72	875.990,43	876.246,75
PB	369.789,66	418.357,30	469.523,55	522.964,73	579.202,59	686.359,71	807.718,29
PE	532.847,04	602.801,46	676.524,77	753.587,14	834.557,77	988.958,25	1.163.820,03
PI	333.707,04	377.516,60	424.473,17	471.912,09	522.873,56	619.356,19	619.537,42
PR	222.588,81	251.700,53	282.680,84	314.855,59	348.714,09	413.228,99	486.294,01
RJ	134.816,22	149.949,95	149.782,02	166.830,22	184.745,32	186.111,42	257.669,03
RN	322.625,67	364.980,47	409.618,58	456.241,38	505.304,04	598.789,34	704.664,17
RO	208.275,85	246.179,37	220.842,45	289.525,16	272.441,99	403.540,36	474.892,28
RR	191.564,54	216.713,43	243.218,08	270.901,17	255.028,02	303.306,84	355.645,50
RS	181.842,32	205.714,83	230.874,32	257.152,45	284.805,75	337.497,10	337.595,85
SC	98.828,68	111.803,06	125.476,88	139.758,66	154.787,84	183.424,83	215.857,06
SE	320.880,46	363.006,14	407.402,79	453.773,38	502.570,64	595.550,23	700.852,35
SP	77.221,97	87.362,33	98.044,13	92.822,99	133.707,83	140.095,74	144.913,01
TO	335.096,40	379.141,49	425.511,54	473.943,27	524.909,53	529.955,62	622.204,01
<b>Total</b>	<b>7.694.412,52</b>	<b>8.691.536,39</b>	<b>9.739.151,72</b>	<b>10.748.912,99</b>	<b>13.163.053,12</b>	<b>13.814.907,48</b>	<b>16.099.762,07</b>

Continua

Continuação

UF	Tabela A.5.2: Receita de FPE (em mil R\$ correntes)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008			
AC	714.088,25	742.868,48	818.848,64	1.024.831,06	1.134.198,76	1.313.948,21	1.606.428,73			
AL	871.578,55	903.363,68	995.759,21	1.246.243,70	1.379.240,07	1.597.824,02	1.953.494,35			
AM	582.458,89	605.934,00	667.908,58	835.921,83	925.129,56	1.071.745,42	1.310.312,40			
AP	676.599,14	740.914,13	816.694,41	1.022.134,92	1.131.214,90	1.310.491,47	1.602.202,52			
BA	1.961.331,78	2.042.348,35	2.249.069,17	2.814.825,37	3.277.641,86	3.638.385,02	4.220.381,73			
CE	1.531.480,30	1.593.204,25	1.756.156,28	2.197.919,61	2.432.476,73	2.817.979,14	3.445.251,96			
DF	143.700,13	149.876,59	165.205,89	206.763,64	228.828,99	265.695,88	324.103,22			
ES	313.105,05	325.724,27	359.039,16	449.355,92	497.310,19	576.124,62	704.368,05			
GO	593.459,31	617.377,78	680.522,82	851.709,20	942.601,72	1.091.986,60	1.335.059,20			
MA	1.506.703,25	1.567.428,60	1.727.744,31	2.162.360,58	2.393.122,92	2.772.388,48	3.389.512,97			
MG	929.817,63	967.292,50	1.066.226,63	1.334.437,29	1.476.845,48	1.710.329,73	2.091.738,32			
MS	278.037,58	289.268,97	318.846,85	399.047,97	441.630,03	511.598,66	625.478,83			
MT	481.743,43	501.159,36	552.417,65	691.379,01	765.561,45	886.439,05	1.083.754,03			
PA	1.275.798,71	1.327.217,81	1.475.633,65	1.830.975,57	2.083.373,23	2.290.515,78	2.870.065,01			
PB	999.619,18	1.039.907,30	1.146.268,42	1.434.613,70	1.587.712,50	1.839.335,46	2.248.765,43			
PE	1.440.324,98	1.498.375,06	1.651.628,01	2.067.097,13	2.287.693,16	2.650.250,06	3.240.186,94			
PI	902.034,78	986.838,86	1.034.367,88	1.294.564,44	1.432.717,49	1.659.776,62	2.029.237,39			
PR	601.829,65	626.085,47	690.121,14	863.721,98	955.896,48	1.107.388,33	1.353.889,31			
RJ	318.887,06	331.739,31	365.669,42	457.654,02	506.493,85	586.763,72	717.375,38			
RN	872.081,06	907.227,48	1.000.019,81	1.251.576,05	1.457.361,48	1.617.761,30	1.959.361,68			
RO	587.719,05	611.406,16	673.940,44	843.471,01	933.484,37	1.081.424,32	1.322.145,79			
RR	517.813,13	538.682,79	593.778,96	743.144,81	822.451,58	952.794,89	1.164.883,88			
RS	491.533,18	511.343,67	563.643,96	705.428,87	780.710,68	904.438,83	1.105.763,92			
SC	267.141,23	236.221,75	306.332,21	383.390,47	379.463,73	469.426,65	600.966,82			
SE	867.363,61	902.321,37	994.610,28	1.244.805,76	1.377.648,67	1.595.980,42	1.951.240,37			
SP	207.103,57	218.449,41	244.464,64	299.570,61	331.540,12	384.083,08	469.578,70			
TO	905.917,28	942.428,88	1.038.819,97	1.380.140,36	1.433.902,32	1.591.898,47	2.124.014,72			
<b>Total</b>	<b>20.839.269,76</b>	<b>21.725.006,28</b>	<b>23.953.738,04</b>	<b>30.037.084,89</b>	<b>33.396.252,34</b>	<b>38.296.774,27</b>	<b>46.849.561,65</b>			

Fonte: STN / Execução Orçamentária dos Estados 1995-2008 ([http://www.tesouro.fazenda.gov.br/estados\\_municipios/download/exec\\_orc\\_estados.xls](http://www.tesouro.fazenda.gov.br/estados_municipios/download/exec_orc_estados.xls)).

**Tabela A.6: Receita do FPE / Receita Total  
(em %)**

UF	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
AC	44,99%	47,08%	34,25%	34,69%	15,94%	57,51%	68,49%	65,68%	68,73%
AL	29,43%	22,84%	34,91%	40,26%	38,58%	37,47%	41,28%	55,98%	46,48%
AM	13,50%	10,91%	11,32%	7,71%	15,05%	16,04%	18,11%	18,89%	17,12%
AP	..	..	18,52%	57,57%	15,56%	25,65%	31,20%	50,90%	33,77%
BA	12,26%	10,81%	9,91%	7,51%	20,25%	16,85%	15,06%	18,25%	18,85%
CE	32,99%	22,51%	16,52%	22,81%	28,71%	26,40%	28,76%	26,64%	26,57%
DF	0,74%	0,55%	0,58%	0,46%	2,56%	1,91%	2,27%	2,21%	2,33%
ES	5,43%	5,94%	5,67%	8,55%	7,33%	7,97%	9,20%	5,83%	6,29%
FE	6,21%	8,02%	7,13%	4,06%	8,01%	5,93%	14,03%	5,55%	13,32%
GO	34,06%	23,14%	24,10%	26,39%	52,17%	45,76%	43,14%	48,68%	47,74%
MG	6,08%	3,54%	3,88%	4,77%	4,01%	3,64%	4,71%	3,62%	4,28%
MS	7,96%	6,65%	8,26%	11,25%	9,37%	10,23%	9,56%	9,89%	12,88%
MT	2,50%	10,17%	10,44%	16,23%	17,61%	15,48%	18,05%	13,23%	13,64%
PA	18,90%	20,90%	17,46%	18,48%	24,45%	21,84%	28,00%	32,14%	26,99%
PB	29,59%	23,20%	26,78%	35,81%	46,40%	43,53%	43,25%	39,15%	42,11%
PE	17,09%	13,85%	15,02%	16,40%	24,12%	23,42%	23,42%	26,08%	22,98%
PI	29,46%	28,64%	42,90%	42,65%	56,61%	45,47%	47,60%	46,56%	48,29%
PR	1,47%	0,90%	3,24%	6,06%	5,82%	7,28%	7,46%	6,62%	7,13%
RJ	3,23%	2,29%	3,03%	1,72%	1,42%	1,21%	1,67%	3,80%	2,10%
RN	34,32%	25,61%	29,66%	27,94%	42,93%	41,94%	42,27%	44,43%	42,92%
RO	..	..	..	0,93%	20,78%	24,78%	34,77%	34,90%	40,48%
RR	21,61%	16,12%	16,46%	8,08%	2,23%	20,41%	25,32%	65,44%	72,93%
RS	2,85%	2,60%	2,74%	3,02%	3,14%	2,60%	2,86%	2,49%	3,17%
SC	4,01%	3,12%	2,74%	4,04%	4,41%	4,16%	4,87%	3,25%	4,23%
SE	31,05%	28,47%	29,35%	32,68%	44,28%	43,76%	45,78%	41,92%	36,27%
SP	0,89%	0,70%	0,64%	0,29%	0,28%	0,28%	0,28%	0,29%	0,29%
TO	..	..	..	..	67,49%	61,53%	60,02%	67,07%	63,82%
<b>Total</b>	<b>6,77%</b>	<b>5,97%</b>	<b>5,44%</b>	<b>6,03%</b>	<b>9,09%</b>	<b>8,31%</b>	<b>8,81%</b>	<b>8,89%</b>	<b>8,45%</b>

Continua

Continuação

UF	Tabela A.6: Receita do FPE/Receita Total (em %)									
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001			
AC	68,46%	62,56%	71,47%	64,93%	57,16%	51,45%	52,31%			
AL	43,35%	28,46%	37,69%	38,31%	42,27%	41,57%	45,20%			
AM	13,36%	11,40%	14,53%	16,57%	14,90%	19,53%	15,66%			
AP	38,56%	44,33%	76,52%	76,61%	61,40%	67,09%	66,95%			
BA	19,56%	18,39%	12,33%	12,59%	17,29%	15,74%	19,05%			
CE	29,78%	27,71%	27,10%	19,06%	17,68%	27,68%	25,10%			
DF	2,54%	2,52%	2,41%	2,60%	1,92%	1,73%	1,89%			
ES	6,29%	6,68%	6,02%	5,76%	6,91%	6,37%	6,85%			
GO	13,32%	10,95%	8,69%	12,22%	10,66%	12,59%	9,75%			
MA	52,20%	44,24%	46,90%	48,35%	40,27%	39,10%	42,40%			
MG	4,28%	3,93%	3,53%	2,89%	18,11%	4,52%	4,79%			
MS	11,04%	9,72%	7,97%	9,98%	9,85%	9,87%	9,55%			
MT	13,64%	11,54%	11,57%	12,42%	12,48%	13,95%	12,21%			
PA	31,20%	26,89%	26,34%	17,97%	26,13%	30,62%	25,91%			
PB	43,34%	40,05%	41,18%	34,40%	35,43%	33,46%	30,08%			
PE	26,69%	19,79%	24,55%	16,76%	23,00%	16,87%	20,06%			
PI	44,41%	41,08%	38,50%	42,97%	43,44%	42,72%	40,02%			
PR	6,49%	5,86%	5,83%	5,24%	3,21%	4,06%	5,46%			
RJ	2,10%	1,77%	1,10%	1,46%	1,29%	1,18%	1,45%			
RN	44,31%	37,93%	22,60%	31,79%	28,57%	29,99%	30,97%			
RO	42,95%	42,45%	33,42%	20,75%	31,67%	35,87%	37,53%			
RR	76,54%	67,60%	64,35%	63,70%	58,84%	53,22%	54,72%			
RS	2,97%	2,45%	2,26%	1,94%	3,52%	3,52%	3,15%			
SC	4,23%	2,65%	3,11%	4,21%	4,04%	3,24%	4,25%			
SE	39,61%	35,21%	24,11%	37,43%	37,11%	38,39%	40,07%			
SP	0,29%	0,29%	0,11%	0,24%	0,33%	0,32%	0,31%			
TO	63,84%	53,87%	52,63%	54,22%	55,55%	42,19%	41,49%			
<b>Total</b>	<b>9,72%</b>	<b>8,70%</b>	<b>5,61%</b>	<b>7,93%</b>	<b>9,63%</b>	<b>9,07%</b>	<b>9,60%</b>			

Continua

Continuação

UF	Tabela A.6: Receita do FPE/Receita Total (em %)						
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
AC	61,55%	62,51%	60,04%	55,66%	54,97%	57,71%	54,04%
AL	36,09%	39,20%	38,18%	41,96%	41,80%	42,30%	44,85%
AM	15,92%	16,13%	14,79%	15,95%	16,01%	16,28%	16,41%
AP	70,20%	74,08%	63,66%	66,38%	64,73%	64,36%	64,85%
BA	19,87%	18,71%	17,24%	19,48%	20,55%	21,06%	21,48%
CE	26,01%	24,82%	25,32%	28,22%	26,54%	29,26%	29,83%
DF	1,99%	2,89%	2,79%	3,01%	2,90%	3,08%	3,13%
ES	8,44%	6,61%	6,06%	6,13%	6,18%	6,17%	6,36%
GO	11,67%	10,02%	9,63%	11,09%	11,45%	11,57%	11,90%
MA	44,35%	45,40%	48,72%	49,33%	47,23%	47,39%	47,98%
MG	5,70%	5,14%	4,89%	5,23%	5,08%	5,24%	5,24%
MS	10,84%	9,16%	8,27%	10,08%	9,73%	9,09%	8,98%
MT	16,61%	12,58%	11,52%	12,91%	13,33%	13,56%	13,39%
PA	32,08%	30,35%	28,99%	31,38%	29,97%	28,91%	29,48%
PB	43,63%	39,65%	39,77%	38,74%	37,49%	40,13%	40,62%
PE	22,18%	22,27%	20,87%	21,80%	20,53%	22,52%	22,58%
PI	52,70%	60,61%	46,77%	46,93%	44,62%	47,43%	46,98%
PR	6,05%	5,79%	5,64%	6,30%	6,47%	6,91%	7,23%
RJ	1,66%	1,36%	1,32%	1,51%	1,49%	1,61%	1,67%
RN	36,20%	34,09%	31,50%	31,72%	31,97%	31,53%	33,08%
RO	37,51%	34,01%	31,46%	33,02%	34,13%	35,09%	33,88%
RR	65,35%	70,98%	69,37%	66,33%	63,69%	64,53%	53,58%
RS	4,02%	3,69%	3,89%	4,24%	4,31%	4,34%	4,52%
SC	3,83%	3,78%	4,04%	4,29%	5,38%	5,05%	5,21%
SE	42,42%	42,98%	39,28%	41,26%	40,28%	43,30%	42,93%
SP	0,39%	0,38%	0,37%	0,39%	0,39%	0,40%	0,39%
TO	47,90%	45,50%	45,22%	50,55%	47,73%	43,79%	50,68%
<b>Total</b>	<b>10,98%</b>	<b>10,38%</b>	<b>10,00%</b>	<b>10,89%</b>	<b>10,93%</b>	<b>11,16%</b>	<b>11,24%</b>

Fonte: calculado pelo autor (Tabelas A.4.1, A.4.2, A.5.1 e A.5.2).

Ano	Tabela A.7: Montante das Receitas do FPE	
	Em mil R\$*	Em mil R\$ constantes de 2008
1986	4.207.553,00	13.808.660,69
1987	3.317.376,00	10.887.211,54
1988	3.328.682,00	10.924.316,41
1989	3.883.705,00	12.745.832,22
1990	5.584.316,00	18.327.024,01
1991	5.101.643,00	16.742.951,82
1992	5.399.786,00	17.721.419,72
1993	6.088.640,00	19.982.152,06
1994	6.608.502,00	21.688.273,88
1995	7.694.412,52	25.252.095,87
1996	8.691.536,39	26.091.154,31
1997	9.739.151,72	27.200.285,62
1998	10.748.912,99	29.514.590,08
1999	13.163.053,12	30.122.439,45
2000	13.814.907,48	28.792.302,83
2001	16.099.762,07	30.392.753,56
2002	20.839.269,76	31.120.409,82
2003	21.725.006,28	30.133.954,50
2004	23.953.738,04	29.631.007,05
2005	30.037.084,89	36.703.927,33
2006	33.396.252,34	39.315.752,06
2007	38.296.774,27	41.784.578,33
2008	46.849.561,65	46.849.561,65
<b>Total</b>		<b>595.732.654,81</b>

Fonte: calculado pelo autor; valores corrigidos pela variação anual do IGP-DI (Tabela A.1.2).

Nota: (\*) em mil R\$ constantes de dezembro de 1995 em 1986-1994 e em mil R\$ correntes em 1995-2008 (Tabelas A.5.1 e A.5.2).

Tabela A.8.1: Correlações entre 1990 e 2007

UF	FPE/Receita Total 2007/1990 (A)	Coeficiente FPE (B)	Taxa Anual Média de Crescimento 2007/1990	
			População	Renda per Capita
AC	58,73%	3,4210	2,70%	2,76%
AL	40,90%	4,1601	1,19%	1,38%
AM	15,90%	2,7904	2,59%	-0,41%
AP	55,11%	3,4120	4,25%	0,72%
BA	17,84%	9,3962	1,08%	1,31%
CE	26,19%	7,3369	1,51%	2,22%
DF	2,42%	0,6902	2,57%	5,20%
ES	6,73%	1,5000	1,56%	3,11%
GO	10,58%	2,8431	2,05%	2,74%
MA	46,30%	7,2182	1,33%	3,81%
MG	5,20%	4,4545	1,23%	1,47%
MS	9,84%	1,3320	1,49%	1,95%
MT	13,68%	2,3079	2,18%	4,59%
PA	27,79%	6,1120	2,18%	0,21%
PB	39,54%	4,7889	0,81%	1,95%
PE	22,11%	6,9002	1,06%	1,05%
PI	46,48%	4,3214	1,01%	2,82%
PR	5,98%	2,8832	1,17%	1,39%
RJ	1,64%	1,5277	1,12%	1,85%
RN	35,43%	4,1779	1,37%	2,54%
RO	33,64%	2,8156	1,72%	2,20%
RR	56,97%	2,4807	3,75%	1,34%
RS	3,25%	2,3548	0,92%	0,78%
SC	4,06%	1,2798	1,56%	1,61%
SE	39,64%	4,1553	1,61%	1,85%
SP	0,31%	1,0000	1,43%	0,96%
TO	53,58%	4,3400	1,81%	6,65%
<b>Total</b>	<b>9,34%</b>	<b>100,0000</b>	<b>1,38%</b>	<b>1,49%</b>
<b>Correlação com (A)</b>			<b>0,39</b>	<b>0,16</b>
<b>Correlação com (B)</b>			<b>- 0,25</b>	<b>- 0,10</b>

Fonte: calculado pelo autor (Tabelas A.2.4, A.3.2 e A.6).

Tabela A.8.2: Correlações entre 1995 e 2007

UF	FPE/Receita Total 2007/1995 (A)	Coeficiente FPE (B)	Taxa Anual Média de Crescimento 2007/1995	
			População	Renda per Capita
AC	60,06%	3,4210	2,45%	2,02%
AL	39,72%	4,1601	1,11%	1,72%
AM	15,46%	2,7904	2,33%	1,36%
AP	64,22%	3,4120	3,67%	-0,14%
BA	17,84%	9,3962	1,04%	2,43%
CE	25,71%	7,3369	1,46%	1,08%
DF	2,48%	0,6902	2,49%	-0,89%
ES	6,50%	1,5000	1,40%	2,39%
GO	11,05%	2,8431	1,91%	2,30%
MA	45,84%	7,2182	1,25%	3,64%
MG	5,64%	4,4545	1,17%	1,95%
MS	9,63%	1,3320	1,37%	2,55%
MT	12,95%	2,3079	1,96%	4,29%
PA	28,21%	6,1120	2,02%	2,19%
PB	38,26%	4,7889	0,79%	2,91%
PE	21,38%	6,9002	1,03%	1,83%
PI	45,55%	4,3214	0,96%	2,11%
PR	5,64%	2,8832	1,14%	2,10%
RJ	1,48%	1,5277	1,08%	1,62%
RN	32,55%	4,1779	1,28%	3,09%
RO	34,60%	2,8156	1,28%	3,38%
RR	64,55%	2,4807	3,23%	0,50%
RS	3,41%	2,3548	0,81%	1,43%
SC	4,01%	1,2798	1,45%	2,37%
SE	38,57%	4,1553	1,45%	2,55%
SP	0,32%	1,0000	1,29%	0,73%
TO	49,58%	4,3400	1,57%	4,97%
<b>TOTAL</b>	<b>9,58%</b>	<b>100,0000</b>	<b>1,29%</b>	<b>1,46%</b>
<b>Correlação com (A)</b>			<b>0,43</b>	<b>0,10</b>
<b>Correlação com (B)</b>			<b>-0,24</b>	<b>0,24</b>

Fonte: calculado pelo autor (Tabelas A.2.4, A.3.2 e A.6).

Tabela A.9.1: Distribuição da Área

UF	Área (em Km <sup>2</sup> )	Participação
AC	152.581,39	1,79%
AL	27.767,66	0,33%
AM	1.570.745,68	18,45%
AP	142.814,59	1,68%
BA	564.692,67	6,63%
CE	148.825,60	1,75%
DF	5.801,94	0,07%
ES	46.077,52	0,54%
GO	340.086,70	3,99%
MA	331.983,29	3,90%
MG	586.528,29	6,89%
MS	357.124,96	4,19%
MT	903.357,91	10,61%
PA	1.247.689,52	14,65%
PB	56.439,84	0,66%
PE	98.311,62	1,15%
PI	251.529,19	2,95%
PR	199.314,85	2,34%
RJ	43.696,05	0,51%
RN	52.796,79	0,62%
RO	237.576,17	2,79%
RR	224.298,98	2,63%
RS	281.748,54	3,31%
SC	95.346,18	1,12%
SE	21.910,35	0,26%
SP	248.209,43	2,92%
TO	277.620,91	3,26%
<b>TOTAL</b>	<b>8.514.876,60</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: calculado pelo autor com base em dados contidos na Justificação do PLS nº 29, de 2005 – Complementar.

Tabela A.9.2: Fatores Representativos da População

UF	População em 2009	Participação	Coefficiente CTN	Coefficiente DL 1.881/1981
AC	691.132	0,3609%	2,0	2,0
AL	3.156.108	1,6483%	2,0	2,0
AM	3.393.369	1,7722%	2,0	2,0
AP	626.609	0,3272%	2,0	2,0
BA	14.637.364	7,6443%	8,0	5,0
CE	8.547.809	4,4641%	4,7	4,5
DF	2.606.885	1,3614%	2,0	2,0
ES	3.487.199	1,8212%	2,0	2,0
GO	5.926.300	3,0950%	3,2	3,5
MA	6.367.138	3,3252%	3,5	3,5
MG	20.033.665	10,4625%	10,0	5,0
MS	2.360.498	1,2328%	2,0	2,0
MT	3.001.692	1,5676%	2,0	2,0
PA	7.431.020	3,8808%	4,1	4,0
PB	3.769.977	1,9689%	2,0	2,0
PE	8.810.256	4,6011%	4,7	5,0
PI	3.145.325	1,6426%	2,0	2,0
PR	10.686.247	5,5809%	6,0	5,0
RJ	16.010.429	8,3614%	8,5	5,0
RN	3.137.541	1,6386%	2,0	2,0
RO	1.503.928	0,7854%	2,0	2,0
RR	421.499	0,2201%	2,0	2,0
RS	10.914.128	5,6999%	6,0	5,0
SC	6.118.743	3,1955%	3,2	3,5
SE	2.019.679	1,0548%	2,0	2,0
SP	41.384.039	21,6127%	10,0	5,0
TO	1.292.051	0,6748%	2,0	2,0
<b>TOTAL</b>	<b>191.480.630</b>	<b>100,0000%</b>	-	-

Fonte: calculado pelo autor (Tabela A.3.1).

Tabela A.9.3: Fatores Representativos do Inverso da Renda *per Capita*

UF	Renda per Capita em 2007 (em R\$)	Participação	Inverso	Coefficiente
AC	8.789	60,76%	0,016458	1,6
AL	5.858	40,50%	0,024693	2,5
AM	13.043	90,17%	0,011090	1,2
AP	10.254	70,89%	0,014107	1,4
BA	7.787	53,83%	0,018576	1,8
CE	6.149	42,51%	0,023524	2,5
DF	40.696	281,34%	0,003554	0,4
ES	18.003	124,46%	0,008035	0,8
GO	11.548	79,83%	0,012526	1,2
MA	5.165	35,71%	0,028006	2,5
MG	12.519	86,55%	0,011554	1,2
MS	12.411	85,80%	0,011655	1,2
MT	14.954	103,38%	0,009673	1,0
PA	7.007	48,44%	0,020644	2,0
PB	6.097	42,15%	0,023725	2,5
PE	7.337	50,72%	0,019715	2,0
PI	4.662	32,23%	0,031027	2,5
PR	15.711	108,61%	0,009207	0,9
RJ	19.245	133,05%	0,007516	0,8
RN	7.607	52,59%	0,019015	2,0
RO	10.320	71,34%	0,014016	1,4
RR	10.534	72,82%	0,013732	1,4
RS	16.689	115,38%	0,008667	0,9
SC	17.834	123,29%	0,008111	0,8
SE	8.712	60,23%	0,016604	1,6
SP	22.667	156,70%	0,006382	0,6
TO	8.921	61,67%	0,016215	1,6
<b>TOTAL</b>	<b>14.465</b>	<b>100,00%</b>	-	-

Fonte: calculado pelo autor com base em dados do Anexo V da Decisão Normativa TCU nº 101, de 2009, que aprova, para o exercício de 2010, os coeficientes do FPE e do FPM.

Tabela A.9.4: Multiplicação dos Fatores Representativos da População e do Inverso da Renda *per Capita*

UF	CTN		DL 1.881/1981	
	Resultado	Participação	Resultado	Participação
AC	3,2	2,27%	3,2	2,62%
AL	5,0	3,55%	5,0	4,09%
AM	2,4	1,71%	2,4	1,96%
AP	2,8	1,99%	2,8	2,29%
BA	14,4	10,23%	9,0	7,36%
CE	11,8	8,35%	11,3	9,21%
DF	0,8	0,57%	0,8	0,65%
ES	1,6	1,14%	1,6	1,31%
GO	3,8	2,73%	4,2	3,44%
MA	8,8	6,22%	8,8	7,16%
MG	12,0	8,53%	6,0	4,91%
MS	2,4	1,71%	2,4	1,96%
MT	2,0	1,42%	2,0	1,64%
PA	8,2	5,83%	8,0	6,55%
PB	5,0	3,55%	5,0	4,09%
PE	9,4	6,68%	10,0	8,18%
PI	5,0	3,55%	5,0	4,09%
PR	5,4	3,84%	4,5	3,68%
RJ	6,8	4,83%	4,0	3,27%
RN	4,0	2,84%	4,0	3,27%
RO	2,8	1,99%	2,8	2,29%
RR	2,8	1,99%	2,8	2,29%
RS	5,4	3,84%	4,5	3,68%
SC	2,6	1,82%	2,8	2,29%
SE	3,2	2,27%	3,2	2,62%
SP	6,0	4,26%	3,0	2,45%
TO	3,2	2,27%	3,2	2,62%
<b>TOTAL</b>	<b>140,7</b>	<b>100,00%</b>	<b>122,2</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: calculado pelo autor (Tabelas A.9.2 e A.9.3).

Nota: o coeficiente final é obtido somando-se a participação da área de cada estado na área total, ajustada pelo peso 5%, com a participação do resultado da multiplicação dos fatores população e renda *per capita*, ajustada pelo peso 95% (vide Tabelas 6 e 7).





# A INSTITUCIONALIZAÇÃO DA ADVOCACIA DO SENADO FEDERAL COMO SALVAGUARDA DAS COMPETÊNCIAS CONSTITUCIONAIS DO CONGRESSO NACIONAL

Por:  
Edvaldo Fernandes<sup>1</sup>

## Resumo

A dedução do regime jurídico da capacidade judiciária dos órgãos despersonalizados tornou-se crucial a partir do recente recrudescimento da judicialização da política, na medida em que a efetividade dos direitos fundamentais repousa, em última instância, sobre a interação equilibrada entre os Três Poderes. Argumenta-se, no presente artigo, que a institucionalização da Advocacia do Senado Federal decorre da capacidade judiciária da Câmara Alta do Parlamento e tem implicações com a concretização das mais emblemáticas posições jurídicas do Estado Democrático de Direito imantadas, sobretudo, no artigo 5º da Constituição. A defesa judicial das prerrogativas do Poder Legislativo por órgão próprio, sem liame de subordinação com o Poder Executivo, é *conditio sine qua non* para a implementação dos princípios da separação, da harmonia e da independência e, por conseqüência, à otimização das condições políticas que viabilizem a universalização dos direitos fundamentais. Propõem-se, ao final, de maneira sumarizada, critérios objetivos para divisão de competência entre a Advocacia do Senado Federal e a Advocacia-Geral da União.

O objetivo deste artigo é analisar a distribuição de competência entre a Advocacia-Geral da União (AGU) e a Advocacia do Senado, à luz da Teoria dos Direitos Fundamentais.

<sup>1</sup> Mestre em Ciência Política (IUPERJ), especialista em Direito Tributário (UCB), bacharel em Direito (UFMG) e em Comunicação Social-Jornalismo (UFMG) e Advogado do Senado Federal.

## 1. A CAPACIDADE JUDICIÁRIA DO PODER LEGISLATIVO

A literalidade do artigo 131 da Constituição atribui à Advocacia-Geral da União a representação judicial e extrajudicial da União e as atividades de consultoria e assessoramento jurídico do Poder Executivo. Por exclusão, restaria à Advocacia do Senado Federal, à primeira vista, tão somente a consultoria e o assessoramento jurídico dessa Câmara parlamentar.

O artigo 41 do Código Civil<sup>2</sup>, ao cobrir todos os órgãos públicos federais sob o véu de pessoa jurídica una, reforçaria a interpretação de que todos sempre comparecem em juízo representados pela Advocacia-Geral da União. É que o artigo 7º do Código de Processo Civil<sup>3</sup> assegura a toda pessoa no exercício de seus direitos a capacidade de estar em juízo.

Assim, tais órgãos, por não configurarem pessoa jurídica *per si* não poderiam praticar atos processuais em nome próprio. Não é por outra razão que o artigo 12<sup>4</sup> do mesmo Código de

<sup>2</sup> Art. 41. São pessoas jurídicas de direito público interno:

I – a União;

II – os Estados, o Distrito Federal e os Territórios;

III – os Municípios;

IV – as autarquias, inclusive as associações públicas; (Redação dada pela Lei nº 11.107, de 2005)

V – as demais entidades de caráter público criadas por lei.

Parágrafo único. Salvo disposição em contrário, as pessoas jurídicas de direito público, a que se tenha dado estrutura de direito privado, regem-se, no que couber, quanto ao seu funcionamento, pelas normas deste Código.

<sup>3</sup> Art. 7º Toda pessoa que se acha no exercício dos seus direitos tem capacidade para estar em juízo.

<sup>4</sup> Art. 12. Serão representados em juízo, ativa e passivamente:

I – a União, os Estados, o Distrito Federal e os Territórios, por seus procuradores;

Processo Civil dispõe que a União e os demais entes federativos se representam em juízo pelos respectivos procuradores.

Da teoria da imputação volitiva, de Otto Gierke, extrai-se que o órgão público é um centro de competência representado pelos respectivos agentes públicos, cuja atuação deve ser atribuída à pessoa jurídica à qual se vincula. Isso porque tais células da Administração Pública seriam desprovidas de vontade. Seus atos são imputados ao ente que integram.

Assim, regra geral, a Advocacia-Geral da União, de fato, representa judicial e extrajudicialmente o ente União e seus órgãos integrantes, inclusive aqueles alocados nos Poderes Legislativo e Judiciário pelo simples fato de que o centro da vontade que move uma e outros é sempre a mesma.

O regime jurídico da representação judicial de órgãos públicos é mais complexo, porém, do que parece. Essa concepção de que todos os atos da União e de seus órgãos integrantes têm liame causal com vontade que promana de fonte singular é incompatível com o princípio da separação de poderes. O princípio da independência confere ao Legislativo, ao Executivo e ao Judiciário vontade própria. Portanto, cada um dos três Poderes são sujeitos de direitos, de cuja violação nascerá a correspondente pretensão.

É verdade que a lógica da harmonia pode permitir a síntese dos interesses peculiares de cada um desses Pode-

res, de maneira que os três Poderes sejam representados indistintamente pela Advocacia-Geral da União, como se se tratasse de um agente singular. Essa sincronia deve ser, aliás, a regra geral.

Contudo, como se tratam de poderes independentes, é inevitável que surjam entre eles conflitos e, na hipótese, o Poder Legislativo e o Poder Judiciário poderão se valer de órgão jurídico próprio para representar seus interesses em juízo.

O Supremo Tribunal Federal, em contraposição à suposta representatividade judicial universal da AGU no plano federal, reconheceu há muito a legitimidade de órgãos desprovidos de personalidade jurídica, como são os Poderes da República, para promover ações judiciais em nome próprio para tutelar seus direitos específicos:

*o órgão despersonalizado impetrante é titular, por força da Constituição, desse poder jurídico que, em nosso direito positivo, se conceitua como 'direito positivo'. E tem ele, pois, interesse legítimo para defender esse 'direito' pela impetração [de mandado de segurança]. (Supremo Tribunal Federal, 1973.).*

Em decorrência desse entendimento, que está amparado nos princípios da inafastabilidade da jurisdição e da ampla defesa (incisos XXXV<sup>5</sup> e LV<sup>6</sup> do artigo 5º da Constituição, respec-

tivamente), e pelas implicações do princípio da separação de poderes, os interesses jungidos à representação judicial e extrajudicial da AGU são: a) aqueles interesses indivisíveis da União; b) os interesses divisíveis da União à luz do princípio da separação, quando os três Poderes atuarem de forma harmônica; ou c) os interesses divisíveis da União, quando se tratar de interesses específicos do Poder Executivo.

Não cabe à Advocacia-Geral da União, a não ser mediante mandato específico, a defesa de interesses do Judiciário e do Legislativo em ações judiciais cuja controvérsia envolva prerrogativas desses Poderes ou questões administrativas intrincadas com sua independência institucional.

O órgão de representação judicial e extrajudicial do Poder Executivo não poderia imbuir-se da função de promotor natural da tutela jurisdicional das prerrogativas dos Poderes republicanos rivais, contra as quais se arvora, no mais das vezes, o próprio presidente da República e seus órgãos auxiliares. Tal usurpação, inequívoca burla ao princípio da ampla defesa e do contraditório, feriria cláusula pétreia por marchar contra o princípio da separação dos poderes (inciso do III d § 4º do artigo 60 da Constituição).

Estivesse a representação judicial de todo e qualquer órgão federal de quaisquer dos Poderes concentrada na Advocacia-Geral da União, o Executivo gozaria de ampla vantagem comparativa em relação aos êmulos

<sup>5</sup> "A lei não excluirá da apreciação do Poder Judiciário lesão ou ameaça a direito."

<sup>6</sup> "Aos litigantes, em processo judicial ou administrativo, e aos acusados em geral são assegurados o contraditório e ampla defesa, com os meios e recursos a ela inerentes."

por deter o controle político e administrativo da Advocacia-Geral da União.

O Judiciário, além de valer-se do instituto da reclamação para preservar a competência e a autoridade das decisões de sua mais alta corte (alínea *l* do inciso I do artigo 102 da Constituição), é o titular da própria jurisdição. Portanto, a atuação judicial da Advocacia-Geral da União contra os interesses do Poder Judiciário tende a ser ociosa. Prejuízo haveria apenas na hipótese de omissão da AGU, em razão do princípio da inércia que informa o terceiro Poder.

Já o Ministério Público, órgão que goza de independência em relação aos Três Poderes (§ 1º do artigo 127 da Constituição), razão por que chega a ser descrito como quarto Poder (Lyra, 1989, p. 15), foi constituído promotor natural da tutela da ordem jurídica, do regime democrático e dos interesses sociais e individuais indisponíveis.

Como órgão despersonalizado, é representado judicial e extrajudicialmente pela Advocacia-Geral da União, não, contudo, quando a controvérsia girar em torno de suas prerrogativas constitucionais, ocasião em que postulará em nome próprio.

Ainda que se admita que o *parquet*, como qualquer órgão federal despersonalizado, é sempre representado em juízo pela AGU, aquele poderia promover diretamente ação judicial em defesa de suas atribuições ao argumento de que integram a ordem jurídica que a ele compete proteger.

Portanto, é o Legislativo que mais se fragiliza com a distorção na sistemática da representação judicial dos Poderes que atribua mandato incontestável à AGU.

O Parlamento detém controle fraco sobre a Advocacia-Geral da União, que não difere do controle meramente fiscalizatório que exerce sobre qualquer órgão ministerial, nos termos dos artigos 50, 70 e 71 da Constituição.

Nem poderia ser diferente, porque a AGU, como órgão auxiliar do chefe do Poder Executivo, é imune ao poder de autoconformação do Legislativo, exatamente em razão do princípio da separação de poderes. Logo, esse órgão jurídico é autarquia em relação ao Parlamento, condição que a torna incompatível com a representação judicial *stricto sensu* dos órgãos legislativos da União.

Sustentar que o regime jurídico da representação judicial do Executivo pela AGU é idêntico ao da representação judicial do Legislativo por esse mesmo órgão jurídico é incorrer em gritante inconstitucionalidade, que amesquinha a independência do Legislativo.

O saudoso ministro Victor Nunes Leal já se manifestou sobre a imperatividade lógica da capacidade judiciária do Poder Legislativo para manutenção do equilíbrio do sistema democrático:

*Não resta dúvida de que a câmara de vereadores é apenas um órgão do município, in-*

*cumbindo-lhe da função deliberativa da esfera local. Sendo, entretanto, um órgão independente do prefeito no nosso regime de divisão de poderes (que projeta suas consequências na própria esfera municipal), sua competência privativa envolve, necessariamente, direitos que não pertencem individualmente aos vereadores, mas a toda corporação de que fazem parte. Se o prefeito, por exemplo, viola esses direitos, não se pode conceber que não haja no ordenamento jurídico positivo do País um processo pelo qual a câmara de vereadores possa reivindicar suas prerrogativas. (Nunes Leal, 1960, pp. 424-439.).*

Se mesmo as células menos diferenciadas do Poder Legislativo da República estão dotadas de capacidade judiciária, o que dizer daquelas de conformação nacional? O Senado Federal detém, inequivocamente, personalidade judiciária plena para promover, *sponte propria*, a tutela jurisdicional de suas prerrogativas constitucionais imantadas no artigo 52 da Constituição e alhures.

Aliás, a questão já se encontra pacificada no Supremo Tribunal Federal:

*a jurisprudência desta Corte reconhece a ocorrência de situações em que o Poder Legislativo necessita praticar em juízo, em nome próprio, uma série de atos processuais na defesa de sua autonomia e independência frente aos demais Poderes, nada impedindo que assim o faça por meio de um setor pertencente a sua estrutura administrativa, também responsável pela con-*

*sultoria e assessoramento jurídico de seus demais órgãos. (Supremo Tribunal Federal, 2004.).*

Não se trata essa capacidade de estar em juízo de um mero direito subjetivo do órgão legislativo, mas de uma verdadeira supergarantia constitucional, uma vez que sobre a relação institucional equilibrada entre os Poderes repousam a efetividade dos direitos fundamentais e a perfeita operatividade do princípio democrático.

## 2. IMPLICAÇÕES DA DOCTRINA DA CAPACIDADE JUDICIÁRIA DO PODER LEGISLATIVO COM A TEORIA DOS DIREITOS FUNDAMENTAIS

A articulação entre a simetria inter-poderes e a eficácia dos direitos fundamentais já estava esboçada na primeira Constituição do Brasil:

*a Divisão e harmonia dos Poderes Políticos é o principio conservador dos Direitos dos Cidadãos, e o mais seguro meio de fazer efetivas as garantias, que a Constituição oferece. (Brasil, 1824.).*

Assim, a adequada interação entre os Poderes Políticos enunciados no artigo 2º da atual Constituição configura garantia das garantias dos direitos fundamentais, pois o Estado Democrático de Direito é tributário do pleno funcionamento do Executivo, do Legislativo e do Judiciário.

Todas as garantias fundamentais têm a função instrumental de otimizar a

efetividade dos direitos individuais previstos especialmente no art. 5º da Constituição. Não é por outra razão que, na esteira da lição de Rui Barbosa, Alexandre de Moraes (2004) afirma que a diferenciação entre direitos e garantias presta-se ao confinamento, de um lado, das disposições meramente declaratórias e, de outro, de disposições assecuratórias que, para tutelar direitos, limitam o poder.

A Teoria dos Direitos Fundamentais, desenvolvida, sobretudo a partir de estudos de Robert Alexy (2006), fomenta a eficácia de posições jurídicas subjetivas, no rastro da classificação quadripartite dos *stati* de Jellinek (1912)<sup>7</sup>, a partir do alceamento institucional do Poder Judiciário.

O desenvolvimento do Estado Democrático para um estágio de universalidade concreta de direitos (Bobbio, 1992) impõe a superação da estratificação jellinekiana, que pressupõe uma simplória dicotomia Estado/sociedade. Nesta inere o equívoco de que os conflitos pela concretização dos direitos fundamentais extrema, sempre, o Poder Público, como entidade singular, de um lado, e a sociedade, de outro.

A otimização da eficácia dos direitos fundamentais exige que se compre-

<sup>7</sup> Jellinek (1912) sustentou que há quatro posições possíveis a serem ocupadas pelo indivíduo em relação ao Estado: a) a posição de subordinação aos poderes públicos, na condição de detentor de deveres para com o Estado (*status* passivo); b) a posição de exigir a abstenção do Estado para preservação de uma esfera particular de liberdade (*status* negativo); c) a posição de demandar prestações positivas do Estado (*status* positivo); e, por fim, d) a posição de agente competente para influir na formação da vontade Estatal (*status* ativo).

endam melhor as antinomias internas ao próprio Estado. Em vez de uma relação conformadora de direitos bipolar, é de se vislumbrar uma relação tripolar ou tricotômica, Estado/Governo/sociedade, e de se considerarem as clivagens políticas internas ao Estado e ao Governo. Acentue-se que o Estado tem governança tripartite em razão do princípio da separação dos poderes. É o ente político cujo motor é a vontade geral enunciada por Jean-Jacques Rousseau (2004).

A vontade do Estado extravasa da interação funcional entre o Legislativo, o Executivo e o Judiciário e não pode ser confundida com a vontade de apenas um deles. O Estado, ademais, transcende as confluências partidárias que marcam as relações Legislativo/Executivo e não tem, a rigor, um chefe.

O presidente da República exerce as funções de chefe de Estado, como as indigitadas nos incisos VII, VIII, IX e XIX do artigo 84 da Constituição, mas essas atribuições são condicionadas pelo Poder Legislativo e, eventualmente, até pelo Poder Judiciário. A chefia de Estado é, portanto, compartilhada.

Quando atua em matéria de política internacional, o presidente da República não se apresenta como chefe do Executivo, mas como representante de toda a Federação. Esse mandato, porém, não lhe atribui a condição de chefe da República, porque não tem o condão de anular a autoridade dos demais entes políticos da República.

É de se notar que a rainha do Reino Unido é chamada de chefe de Estado,

mas detém poder político quase nenhum. Trata-se de uma nomenclatura de apelo, acima de tudo, cerimonial.

Já o Governo, diferentemente do Estado, tem no presidente da República seu dirigente máximo e incontrastável, o que lhe confere um forte sentido de unidade. É, por natureza, produto das interações partidárias.

O Poder Legislativo, em nosso sistema, é o fiscal natural da relação de conformidade entre o mover do Governo e as diretrizes constitucionais do Estado. Quando, porém, o Parlamento não se desincumbe a contento dessa sua missão institucional, muitas vezes por força de intervenções excessivas do Governo, legitima-se a interferência do Poder Judiciário.

Manifestações do Supremo Tribunal Federal a impor balizas ao poder das maiorias no processo legislativo decisório (2004) revelam os limites da atuação das coalizões de governo no processo legislativo democrático.

O Parlamento precisa estar dotado de instrumentos que reduzam os riscos de que as incursões do Executivo e do Judiciário em seus procedimentos internos acabem por obliterar seu legítimo papel constitucional.

O direito fundamental à tutela jurisdicional efetiva, de que fala Marinoni (2006), pressupõe o direito de pleno acesso ao Poder Judiciário, inclusive pelo Poder Legislativo.

É certo que, segundo a classificação de Jellinek, esse direito está imbrica-

do com o cidadão no *status activus*, mas aplica-se também aos próprios entes despersonalizados com papel institucional protuberante na República. Essa extensão consubstancia tutela remota à efetividade dos próprios direitos fundamentais.

É que essas posições jurídicas têm, além da evidente feição subjetiva, que gera pretensões pessoais a seus titulares, uma dimensão objetiva. Esta decorre de sua eficácia irradiante<sup>8</sup> (Sarlet, 2009), que exige a institucionalização de garantias que produzam as condições em que prospere a dignidade humana em toda a sua plenitude.

O processo justo (Grego, 2004), haja vista o disposto no inciso XXXV do artigo 5º da Constituição, é de acesso universal, alcançando, além dos cidadãos de qualquer classe social, as pessoas jurídicas de direito público e as pessoas jurídicas de direito privado, nacionais ou estrangeiras, e ainda os entes despersonalizados.

É que a eficácia irradiante dos direitos fundamentais impõe ao legislador

*instituir procedimentos e técnicas processuais capazes de permitir a realização das tutelas prometidas pelo direito material e, inclusive, pelos direitos fundamentais materiais, mas que não foram alcançadas à*

<sup>8</sup> A Corte Federal Constitucional alemã em 1958 assentou no julgamento do caso Lüth em 1958 que os direitos fundamentais não são apenas posições subjetivas de defesa do indivíduo contra atos do Estado, mas também constituem decisões valorativas de natureza jurídico-objetivo da Constituição (*apud* Shwab, 2006).

*distância da jurisdição. (Marianoni, 2006.).*

Além dessas técnicas e procedimentos adjetivos que robustecem diretamente a própria relação jurídica de direito material, a eficácia dos direitos fundamentais depende de garantias institucionais de perfil organizacional, de que são exemplos o Ministério Público e o Poder Legislativo.

Um e outro, apesar de configurarem órgãos despersonalizados, foram imantados de capacidade judiciária que lhes assegure o *status* constitucional, a bem do Estado Democrático de Direito e dos direitos fundamentais, que lhe são atávicos.

É possível deduzir que, ainda que não seja titular de direitos fundamentais, o Senado da República age na tutela indireta desses direitos quando atua em juízo em defesa de suas prerrogativas.

A hipertrofia do Poder Executivo ou do Poder Judiciário é ameaça aos direitos fundamentais, porque deteriora o ambiente político que o Constituinte programou para assegurar sua máxima efetividade, que pressupõe a coexistência harmônica entre a representação funcional dos interesses da sociedade, que em nosso sistema é presidido pelo Ministério Público, e a representação política, que tem no Congresso Nacional seu maior baluarte.

Quando o Ministério Público atua em juízo em defesa de suas prerrogativas, tutela, indiretamente, os direitos fundamentais de cuja eficácia é guardião.

Observe-se que se, de fato, a Constituição reservasse, com exclusividade, à AGU, a representação judicial e extrajudicial do Ministério Público, essa garantia institucional fundamental da sociedade restaria fragilizada em razão da ascensão do presidente da República sobre sua advocacia. O mesmo raciocínio vale para o Poder Legislativo.

Quando o Parlamento, como representante-mor do poder político da sociedade, provoca a formação de uma relação jurídica processual para proteção de sua conformação constitucional, promove a tutela do próprio Estado Democrático de Direito, que é nascedouro e garantia última de todo e qualquer direito fundamental.

O Legislativo participa ativamente do Governo na sistemática do presidencialismo de coalizão que vem se estabelecendo no Brasil (Santos, 2006). A formação de maiorias em função da governabilidade é um procedimento legítimo, mas o Parlamento tem funções que, decididamente, ultrapassam as de governo. Por isso, precisa estar imune à cooptação.

É sempre real o risco de captura do Congresso Nacional pelo Poder Executivo por meio de práticas distributivistas, como parece demonstrar Barry Ames (2003). O entorpecimento do Poder Legislativo, como temos insistido, é um grave risco ao Estado Democrático de Direito e à eficácia dos direitos fundamentais.

O fato, porém, é que Poder Executivo imperial, de que fala Abranches

(1988), marca a organização dos Poderes no País desde os tempos da Independência. É de se ver que o inciso V do artigo 101 da Constituição de 1824 chegava a autorizar a dissolução da Câmara dos Deputados pelo imperador.

O desbordamento do Poder Executivo do quadro institucional traçado pela Constituição de 1988 deu-se, principalmente, pelo abuso do poder de editar medidas provisórias. Pelo menos, é o que se depreende de decisões prolatadas pelo Supremo Tribunal Federal, tais como a de que se extraiu o seguinte excerto:

*A crescente apropriação institucional do poder de legislar, por parte dos sucessivos Presidentes da República, tem despertado graves preocupações de ordem jurídica, em razão do fato de a utilização excessiva das medidas provisórias causar profundas distorções que se projetam no plano das relações políticas entre os Poderes Executivo e Legislativo. Nada pode justificar a utilização abusiva de medidas provisórias, sob pena de o Executivo quando ausentes razões constitucionais de urgência, necessidade e relevância material, investir-se, ilegítimamente, na mais relevante função institucional que pertence ao Congresso Nacional, vindo a converter-se, no âmbito da comunidade estatal, em instância hegemônica de poder, afetando, desse modo, com grave prejuízo para o regime das liberdades públicas e sérios reflexos sobre o sistema de 'checks and balances', a relação de equilíbrio que necessariamente deve existir entre os*

*Poderes da República. (Supremo Tribunal Federal, 2004b.).*

No mesmo acórdão, a corte suprema assentou que

*Cabe, ao Poder Judiciário, no desempenho das funções que lhe são inerentes, impedir que o exercício compulsivo da competência extraordinária de editar medida provisória culmine por introduzir, no processo institucional brasileiro, em matéria legislativa, verdadeiro cesarismo governamental, provocando, assim, graves distorções no modelo político e gerando sérias disfunções comprometedoras da integridade do princípio constitucional da separação de poderes. (Supremo Tribunal Federal, 2004b.).*

O Governo vem agigantando-se frente ao Estado, em muita medida protelando a concretização de direitos fundamentais. Essa evasão subverte o equilíbrio institucional previsto na Constituição, inspirado no sistema de *checks and balances* de Madison (2000) e de certa forma denuncia a fragilidade do Legislativo diante do Executivo.

Como resposta a essa hipertrofia inercial do Governo e à circunstancial timidez do Parlamento, o Poder Judiciário tornou-se mais ativo, ora freando os impulsos do Executivo ora compelindo-o a implementar ou a ampliar políticas públicas já aprovadas pelo Legislador, ora transpondo o Poder Legislativo, regulamentando diretamente normas de eficácia limitada<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> O que ocorreu, por exemplo, no julgamento do mandado de segurança 712/PA (Supremo Tribunal Federal, 2008).

Esse ativismo, que é denominado na literatura internacional como judicialização da política (Tate e Valinder, 1995), condensa-se na jurisprudência recente do Supremo Tribunal Federal, que aumentou o grau de sindicabilidade judicial do processo legislativo<sup>10</sup>. Lembram esses dois autores que

*muitos políticos e estudiosos têm visto com desconfiança o processo que substitui o julgamento político de instituições políticas majoritárias pelo de representantes normalmente não-eleitos da elite política e socioeconômica. (Idem, p. 5.).*

A judicialização da política tem relação de causalidade também com a universalização dos direitos fundamentais. A sociedade passou a exigir um Estado menos imparcial e mais ativo na outorga de prestações materiais a grupos mais vulneráveis, e essa exigência implica progressiva diferenciação de órgãos da estrutura do próprio Estado. Esse fenômeno aumenta o grau de litigiosidade tanto entre a sociedade e suas instituições privadas e o Estado ou o Governo, como entre *branches* do próprio Estado.

A doutrina de Alexy acerca dos direitos fundamentais dá azo à revitalização do Poder Legislativo, a partir de uma estratégia de inserção mais inteligente do Parlamento nos processos judiciais que carregem controvérsias

<sup>10</sup> Um exemplo desse alargamento do âmbito da matéria *interna corporis* do Poder Legislativo deu-se com o julgamento do Mandado de Segurança nº 24.849/DF (Supremo Tribunal Federal, 2004), que impôs ao presidente do Senado Federal a adoção de norma análoga do Regimento Interno da Câmara dos Deputados para forçar a instalação de Comissão Parlamentar de Inquérito, com base no princípio da proteção das minorias parlamentares.

de seu interesse. O fortalecimento do Congresso Nacional é garantia de maior eficácia das políticas públicas de reforço à tutela da dignidade humana previstas na Constituição.

A ampliação do contraditório para formação de consensos mais firmes em sede judicial conforma-se, ademais, com o programa teórico de Jürgen Habermas, que concebe o desenvolvimento da democracia a partir estruturação de práticas argumentativas (2002).

A judicialização da política por meio de uma interpretação heterodoxa da eficácia direta dos direitos fundamentais pode tornar Parlamento um mero executor de decisões judiciais, como adverte José Carlos Vieira de Andrade (1976, p. 307-309).

A melhor maneira de o Senado Federal participar do contraditório no Supremo Tribunal Federal e em outras esferas judiciais, para defender sua adequada conformação institucional e para assegurar a demarcação dos limites ótimos da judicialização da política, é instrumentalizar-se com uma advocacia bem aparelhada, administrativa e politicamente vinculada ao Poder Legislativo e com notória expertise.

### 3. FUNDAMENTOS DA INSTITUCIONALIZAÇÃO DA ADVOCACIA DO SENADO FEDERAL

O artigo 133 da Constituição posiciona o advogado como figura indispen-

sável à administração da justiça. Nos conflitos jurisdicionais que opõem os próprios Poderes da República, a atuação do advogado será absolutamente imperiosa.

Por essa razão, é de indelével importância a institucionalização, na estrutura do Senado Federal, de uma advocacia própria, intrincada, sobretudo, com a tutela jurisdicional das prerrogativas dessa casa legislativa. Além do mais, a iniciativa coaduna-se com a exigência de materialização dos direitos fundamentais, como temos evidenciado.

A institucionalização da Advocacia do Senado Federal<sup>11</sup>, à luz da teoria informacional (Krehbiel, 1992), redundando em benefícios estratégicos ao Senado Federal. Essa teoria consiste em um dos modelos explicativos da atuação parlamentar no Congresso dos Estados Unidos na chave do Institucionalismo, cuja matriz teórica provém da Ciência Econômica.

Em termos gerais, as diferentes correntes do Institucionalismo, inclusi-

ve a informacional, sustentam que as instituições reduzem os graus de incerteza em processos decisórios conflituosos (Diermeier e Krehbiel, 2003).

A Teoria Informacional realça a vantagem comparativa do ator que detiver mais informações sobre determinada matéria complexa objeto de deliberação. Dá base, por exemplo, à sustentação de que a Câmara dos Deputados só institucionalizou a Comissão de Agricultura para assegurar uma instância para produção e ao processamento eficientes de informações de natureza agrária. Sem esse tipo de organização, a atuação nessa seara sofreria em razão da dispersão, e pior seria a qualidade das decisões.

Pode-se recorrer, porém, às suas premissas para, *mutatis mutandis*, elucidar as vantagens do fortalecimento da Advocacia do Senado Federal. Como os conflitos federativos e de disputa interpoderes em sede judicial envolvem questões de altíssima complexidade, convém ao Senado manter uma organização jurídica própria para ampliar a probabilidade de sucesso nesses embates.

A assimetria informacional do Poder Legislativo *vis-à-vis* o Poder Executivo em vários campos temáticos e áreas de atuação em comum decorre de desdobramentos históricos e de fatores estruturais e organizacionais. No campo jurídico, esse desnivelamento deve-se, sobretudo, ao atavismo da estrutura do órgão de representação judicial e extrajudicial da União ao Poder Executivo.

<sup>11</sup> Se bem que a inexistência de órgãos jurídicos especializados para realizar essa representação judiciária não seja mais crucial em alguns casos, porque o Supremo Tribunal Federal admite, excepcionalmente, a capacidade postulatória de certas autoridades. *Verbis*:

O Governador do Estado e as demais autoridades e entidades referidas no art. 103, incisos I a VII, da Constituição Federal, [incluindo a Mesa do Senado Federal] além de ativamente legitimados à instauração do controle concentrado de constitucionalidade das leis e atos normativos, federais e estaduais, mediante ajuizamento da ação direta perante o Supremo Tribunal Federal, possuem capacidade processual plena e dispõem, *ex vi* da própria norma constitucional, de capacidade postulatória. Podem, em consequência, enquanto ostentarem aquela condição, praticar, no processo de ação direta de inconstitucionalidade, quaisquer atos ordinariamente privativos de advogado. (Supremo Tribunal Federal, 1993.)

Dos postulados da Teoria Informacional infere-se que o Senado Federal estará em melhor posição para defesa de seus interesses se dotado de órgão integrado por *experts* em direito, selecionados por concurso público, presidido pelo princípio da meritocracia, e com estabilidade no cargo, com atribuição específica de lhe prestar consultoria jurídica, assessoramento e promover-lhe a representação judicial e extrajudicial.

Por conseguinte, é inegável que a institucionalização de uma advocacia independente do Poder Executivo favorece a afirmação do Poder Legislativo em um cenário político judicializado.

Ressalte-se, por fim, que a Advocacia-Geral da União já patrocinou ação contra os interesses do Parlamento. O Presidente da República, na pessoa do Advogado-Geral da União, ajuizou a Ação Direta de Constitucionalidade contra as Leis 11.169 e 11.170, ambas de 2005, formuladas pela Câmara dos Deputados e pelo Senado Federal para conceder reajuste de 15% para os respectivos servidores (Supremo Tribunal Federal, 2007).

Essa postulação desvela que em conflitos que oponham o Legislativo e o Executivo, por questão de subordinação funcional, a Advocacia-Geral da União representará os interesses deste último. Portanto, é completamente ilógico atribuir indistintamente a este órgão jurídico a representação judicial e extrajudicial do Senado.

O Senado Federal, ciente da importância estratégica da medida, apro-

vou a Proposta de Emenda à Constituição 214, de 2003, que insere na Carta Magna a previsão de advocacia própria que lhe promova a representação judicial.

A proposição já foi aprovada na Comissão de Constituição e Justiça da Câmara dos Deputados, mas ainda precisa passar por comissão especial e pelo Plenário daquela casa.

#### **4. DISTRIBUIÇÃO DE COMPETÊNCIA ENTRE A ADVOCACIA-GERAL DA UNIÃO E A ADVOCACIA DO SENADO FEDERAL**

Demonstramos que o Senado Federal, como outros órgãos despersonalizados da União, está legitimado a defender, diretamente, suas prerrogativas no âmbito do Judiciário, inclusive – no caso dos Poderes da República –, por meio de órgão jurídico.

Disso decorre que a institucionalização da Advocacia do Senado Federal como promotora natural das prerrogativas do Legislativo, se não configura imposição constitucional implícita, está em perfeita conformidade com o ordenamento jurídico vigente, como arazoamos na seção anterior.

Passo a discutir agora a distribuição de competência entre o órgão de representação judicial do Poder Executivo e seu homólogo no Poder Legislativo. A metodologia será a descrição das atribuições da Advocacia do Senado Federal, de maneira que, por

exclusão, depreender-se-ão as atribuições da Advocacia-Geral da União em matérias relacionadas ao Senado Federal.

A Advocacia do Senado Federal tem a competência de prestar consultoria e assessoramento jurídicos à Mesa, à Comissão Diretora, à Diretoria-Geral e aos demais órgãos do Senado Federal e prover à Advocacia-Geral da União as informações e “o respaldo técnico necessários à defesa judicial e extrajudicial dos interesses dessa alta câmara legislativa”, nos termos do artigo 64 da Parte II do Regulamento Administrativo do Senado Federal (Resolução nº 58, de 1972).

Além disso, conforme disposto no artigo 76 da Parte III do mesmo regulamento, a Advocacia do Senado Federal tem por incumbência a representação judicial e extrajudicial do Senado Federal.

Portanto, da análise sistemática desses dispositivos *interna corporis*, do art. 131 da Constituição e do estatuto jurídico da Advocacia-Geral da União vazado na Lei Complementar nº 73, de 1993, infere-se que: a) a consultoria e o assessoramento do Senado Federal inserem-se na competência privativa da Advocacia do Senado Federal; b) a representação judicial e extrajudicial do Senado Federal é compartilhada entre a Advocacia-Geral da União e a Advocacia do Senado Federal.

Nesse ponto, portanto, podemos adentrar, então, a questão que resta em aberto, qual seja: a definição dos limites da competência da Advoca-

cia do Senado Federal em matéria de representação judicial e extrajudicial do órgão legislativo que integra.

O âmbito de competência privativa da Advocacia do Senado Federal, em matéria de representação judicial e extrajudicial, tem como escopo principal a defesa da independência e das prerrogativas do Senado Federal.

Inclui a atuação em ações ou negócios jurídicos em que esses valores são tutelados incidentalmente, como quando a questão envolver matéria *interna corporis*, que, por definição, condiciona a independência do Poder Legislativo e a operação de suas prerrogativas.

Não é por outra razão, inclusive, que o Supremo Tribunal Federal tem jurisprudência pacífica que imuniza tais matérias à interferência do próprio Poder Judiciário, salvo casos excepcionais, como asserido na seguinte ementa:

*Agravo regimental. Mandado de segurança. Questão interna corporis. Atos do Poder Legislativo. Controle judicial. Precedente da Suprema Corte. 1. A sistemática interna dos procedimentos da Presidência da Câmara dos Deputados para processar os recursos dirigidos ao Plenário daquela Casa não é passível de questionamento perante o Poder Judiciário, inexistente qualquer violação da disciplina constitucional. 2. Agravo regimental desprovido. (Supremo Tribunal Federal, 2009.).*

Integra a competência privativa da Advocacia do Senado Federal também

a representação judicial e extrajudicial dessa casa revisora quando a matéria for de sua competência privativa ou compartilhada (artigos 52, 48 e 49 da Constituição, entre outros).

Atuará também na promoção da defesa institucional dos membros e diretores do Senado Federal e de órgãos do Congresso Nacional, neste último caso, mediante solicitação do respectivo presidente, conforme o artigo 145 do Regime Comum (Resolução do Congresso Nacional nº 1, de 1970).

Conseqüentemente, a Advocacia-Geral da União representa judicial e extrajudicialmente o Senado Federal apenas quando não estiver em questão a independência e as prerrogativas deste, como em ações que versem sobre matéria de conteúdo e aplicação uniforme em toda a Administração Pública federal. Seria o caso, por exemplo, de ações de direito previdenciário ou trabalhista.

José dos Santos Carvalho Filho (2007) afirma que é indubitosa a capacidade judiciária dos órgãos legislativos que integrem a estrutura superior da pessoa federativa e que tenham direitos e competência constitucionais a proteger, como é o caso do Senado Federal. Essa capacidade, porém, existiria, no entender do ilustre administrativista, para postulações que não envolvam direitos meramente patrimoniais. Ou seja: nas ações relacionadas a direitos dessa natureza a representação judicial e extrajudicial do Senado Federal competirá à Advocacia-Geral da União.

Ademais, sempre que houver conflito em torno da legitimidade *ad causam*,

deve operar o princípio da predominância de interesses, de que decorre que a competência deve ser atribuída ao órgão que, predominantemente, tiver interesse na matéria<sup>12</sup>. Portanto, se a questão tiver relação com o processo legislativo, a representação deve ser atribuída, desde logo, à Advocacia do Senado Federal.

Para se verificar a capacidade judiciária do Senado Federal, que é pressuposto para formação e desenvolvimento válido do processo<sup>13</sup>, será sempre necessário que haja legitimidade e interesse,<sup>14</sup> que condicionam a prolação de decisão de mérito.

Dado que a verificação preliminar dessas condicionantes pode afetar o bem jurídico maior que se pretende tutelar, que é independência e o livre funcionamento do Poder Legislativo, à luz dos princípios da independência e da separação dos poderes e os da inafastabilidade da jurisdição e da ampla defesa, o Senado Federal pode fazer-se representar em juízo por sua Advocacia sempre que lhe aprover.

De todo o modo, a ocorrência ou não de interesse e legitimidade do Senado Federal, a atrair a representação de

<sup>12</sup> O princípio, referido por Alexandre de Moraes (2002, p. 742) e outros constitucionalistas, foi cunhado como critério para definição das competências dos entes federativos, ou seja, do ponto de vista organizacional da Federação, foi aplicado a partir de um corte vertical. *Mutatis mutandis*, presta-se também como critério de solução para conflitos de competência entre órgãos de poderes republicanos diferentes, ou seja, a partir de um corte horizontal.

<sup>13</sup> Artigo 7º do Código de Processo Civil: "Toda pessoa que se acha no exercício dos seus direitos tem capacidade para estar em juízo".

<sup>14</sup> Artigo 3º do Código de Processo Civil: "Para propor ou contestar ação é necessário ter interesse e legitimidade".

sua própria Advocacia, será arbitrada pelo Poder Judiciário no processo, provavelmente em contraditório com a Advocacia-Geral da União, quando da verificação das condições da ação, que podem configurar até mesmo o cerne da questão controvertida.

Quando a legitimidade ou o interesse for, de plano, atribuível à União como ente político unitário, falecerá o órgão jurídico legislativo de competência, já que a representação do Senado, como uma parte do todo União e não como Poder da República, na hipótese, caberá à AGU.

A rigor, nesses casos não é o órgão Senado que comparece em juízo, mas a pessoa jurídica da União. Em outras palavras: quem representa judicialmente o Senado Federal como órgão político autônomo é sempre a Advocacia do Senado Federal.

As matérias relativas ao Senado que se inserem na competência da Advocacia-Geral da União são, na verdade, aquelas sem liame direto ou remoto com a atuação política do Poder Legislativo. Matérias, enfim, inidôneas à perturbação do equilíbrio e da separação interpoderes.

## 5. CONCLUSÕES

À guisa de conclusão, pode-se sintetizar todo o exposto nos seguintes tópicos:

a) os órgãos despersonalizados têm capacidade processual para promover a tutela jurisdicional de suas

prerrogativas, com fundamento nos princípios da inafastabilidade da jurisdição e da ampla defesa; logo, os órgãos legislativos gozam de capacidade processual para promover a tutela de suas prerrogativas institucionais;

b) o princípio da separação de poderes está teleologicamente intrinsecado com a promoção dos direitos fundamentais e com a operatividade do princípio democrático;

c) o Senado Federal tem interesses jurídicos específicos e competência a preservar, especialmente em um contexto de judicialização da política e de expansão do Governo em detrimento do Estado, que justifica a institucionalização de uma advocacia legislativa própria para aniquilar ou reduzir a assimetria informacional em matéria jurídica *vis-à-vis* o Poder Executivo;

d) a Advocacia do Senado Federal tem competência privativa para representar judicial e extrajudicialmente os interesses do Senado Federal como entidade política, ao passo que a Advocacia-Geral da União tem competência privativa para representar judicial e extrajudicialmente o Senado Federal como mero segmento estrutural e indiferenciado da União como organização política unitária;

f) a verificação judicial preliminar dos pressupostos e das condições da ação em que o Senado Federal reivindique a condição de parte interfere com a independência e o livre

funcionamento do Poder Legislativo. Portanto, à luz dos princípios da independência e da separação dos poderes e os da inafastabilidade da jurisdição e da ampla defesa, o Senado Federal pode-se fazer representar em juízo por sua Advocacia sempre que lhe aprover.

## Bibliografia

ABRANCHES, Sérgio Henrique Hudson. Presidencialismo de coalizão: o dilema institucional brasileiro. *Dados Revista de Ciências Sociais*, Rio de Janeiro, v. 31, n. 1, p. 5-34, 1988.

ALEXY, Robert. Direitos fundamentais, balanceamento e racionalidade. *Ratio Juris*, Oxford, v. 16, n. 2, p. 131-140, jun. 2003.

ALEXY, Robert. *Teoria dos Direitos Fundamentais*. Tradução de Virgílio Afonso da Silva. São Paulo: Malheiros, 2008.

AMES, Barry. *Os entraves da democracia no Brasil*. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, 2003.

ANDRADE, José Carlos Vieira de. *Os Direitos Fundamentais na Constituição Portuguesa de 1976*. Coimbra: Almedina, 1987.

BRASIL. *Constituição da República Federativa do Brasil de 1988*. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br>. Acesso em: 14 jun. 2010.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Recurso Extraordinário nº 74.836/CE. Relator: Ministro Aliomar Baleeiro. Julgamento: 07 mar. 1973. Órgão Julgador: Tribunal Pleno. *Diário de Justiça*, 19 nov. 1973.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Questão de Ordem na Medida Cautelar na Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 127/DF. Relator: Ministro Celso de Mello. Julgamento: 20 nov. 1989. Órgão Julgador: Tribunal Pleno. *Diário de Justiça*, 04 dez. 1992.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Ação Direta de Inconstitucionalidade 1557/DF. Relator: Ministro Ellen Grace. Julgamento: 31 mar. 2004. Órgão Julgador: Tribunal Pleno. *Diário de Justiça*, 18 jun. 2004a.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Medida Cautelar em Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 2213/DF. Relator: Ministro Celso de Mello. Julgamento: 04 abr. 2002. Órgão Julgador: Tribunal Pleno. *Diário de Justiça*, 23 abr. 2004b.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Mandado de Segurança nº 24849/DF. Relator: Ministro Celso de Mello. Julgamento: 22 jun. 2005. Órgão Julgador: Tribunal Pleno. *Diário de Justiça*, 29 set. 2006.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 3599/DF. Relator: Ministro Gilmar Mendes. Julgamento: 21 mai. 2007. Órgão Julgador: Tribunal Pleno. *Diário de Justiça*, 14 set. 2007.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Mandado de Injunção nº 712/PA. Relator: Ministro Eros Grau. Julgamento: 21 out. 2007. Órgão Julgador: Tribunal Pleno. *Diário de Justiça*, 31 out. 2008.

BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Agravo Regimental no Mandado de Segurança nº 25588/DF. Relator: Ministro Menezes Direito. Julgamento: 02 abr. 2009. Órgão Julgador: Tribunal Pleno. *Diário de Justiça*, 08 mai. 2009.

CARVALHO FILHO, José dos Santos. Personalidade judiciária de órgãos públicos. *Revista Eletrônica do Estado (REDE)*, Salvador, n. 11, jul./set. 2007. Disponível em: <http://www.direitodoestado.com/revista/REDE-11-JULHO-2007JOSE%20CARVALHO%20FILHO.pdf>. Acesso em: 14 jun. 2010.

CRUZ, Luis M. *La constitución como orden de valores: problemas jurídicos e políticos. Un estudio sobre los orígenes del neo constitucionalismo*. Madrid: Colmares, 2005.

FERRAJOLI, Luigi. *Derechos e garantías: la ley del más débil*. Madrid: Trotta, 2006.

FERREIRA, Fernando Guimarães. A consolidação da personalidade judiciária dos Poderes Judiciário e Legislativo, como decorrência do Princípio da Independência e Autonomia dos poderes, numa perspectiva crítica à hipertrofia do Poder Executivo. *Ajuris*, Porto Alegre, v. 24, n. 70, p. 172-184, jul. 1997.

GIERKE, Otto. *Political Theories of the Middle Age*. Cambridge: Cambridge University Press, 1913.

GRECO, Leonardo. Garantias fundamentais do Processo: o Processo Justo. In: GRECO, Leonardo. *Estudos de Direito Processual Civil*. Campos dos Goytacazes: Ed. Faculdade de Direito de Campos, 2005. p. 225-286.

HABERMAS, Jürgen. *Direito e democracia: entre facticidade e validade*. v. II. Tradução de Flávio Breno Siebeneichler. Rio de Janeiro: Tempo Brasileiro, 2003.

HAMILTON, Alexander; JAY, John; MADISON, James. *The Federalist*. New York: The Modern Library, 2000.

JELLINEK, Georg. *Sistema dei diritti pubblici subietivi*. Milano: Giuffrè, 1912.

KREHBIEL, Keith. *Information and Legislative organization*. Ann Arbor: Michigan University Press, 1992.

LEAL, Victor Nunes. *Problemas de Direito Público*. Rio de Janeiro: Forense, 1960.

LYRA, Roberto. *Teoria e Prática da Promotoria Pública*. 2. ed. Porto Alegre: Ed. Sérgio Antônio Fabris, 1989.

MARINONI, Luiz Guilherme. A legitimidade da atuação do juiz a partir do direito fundamental à tutela jurisdicional efetiva. *Jus Navigandi*, Teresina, ano 10, n. 1161, set. 2006. Disponível em: <<http://jus2.uol.com.br/doutrina/texto.asp?id=8846>>. Acesso em: 23 jun. 2010.

MORAES, Alexandre de. *Constituição do Brasil interpretada e legislação constitucional*. São Paulo: Atlas, 2002.

MORAES, Alexandre de. *Direito Constitucional*. 16. ed. São Paulo: Atlas, 2004.

ROUSSEAU, Jean-Jacques. O contrato social. In: ROUSSEAU, Jean-Jacques. *O contrato social e outros escritos*. Tradução de Rolando Roque da Silva. São Paulo: Ed. Cultrix, 2004.

SANTOS, Fabiano. Governos de coalizão no sistema presidencial: o caso do Brasil sob a égide da Constituição de 1998. In: AVRITZER, Leonardo; ANASTÁSIA, Fátima (Org.). *Reforma política no Brasil*. Belo Horizonte: Ed. UFMG/PNUD, 2006. p. 223-236.

SARLET, Ingo Wolfgang. *A eficácia dos Direitos Fundamentais*. 10. ed. Porto Alegre: Livraria do Advogado, 2009.

SCHWAB, Jürgen. *Cinquenta anos de Jurisprudência do Tribunal Constitucional Alemão*. Tradução de Leonardo Martins et al. Montevideo: Konrad Adenauer Stiftung, 2006.

TATE, C. N.; VALLINDER, T. (Org.). *The global expansion of judicial power*. New York: New York University Press, 1995.

ÓLEO VEGETAL  
COMO COMBUSTÍVEL





# A UTILIZAÇÃO DE ÓLEO VEGETAL REFINADO COMO COMBUSTÍVEL – ASPECTOS LEGAIS, TÉCNICOS, ECONÔMICOS, AMBIENTAIS E TRIBUTÁRIOS

Por:

Ivan Dutra Faria

Marcus Peixoto

Paulo de Moraes

Raphael Borges Leal de Souza

## Resumo

Desde 1997 o Protocolo de Kyoto estabeleceu metas de redução da emissão de gases causadores do efeito estufa pelos países, e daí decorreu a discussão sobre a transformação das matrizes energéticas, através da substituição do uso de combustíveis fósseis por biocombustíveis, entre outros mecanismos redutores da emissão de CO<sub>2</sub>. Na década de 2000 o Brasil adotou legislação e políticas de incentivo ao uso do biodiesel. Entretanto, a idéia do uso de óleo vegetal refinado diretamente como combustível em motores de ciclo diesel adaptados também não é nova e pode representar um importante mecanismo de redução da poluição pela queima do diesel em grandes cidades, assim como reduzir o custo da geração de energia em comunidades isoladas. A soja é atualmente a principal matéria prima para produção de óleo vegetal no Brasil, que ainda tem grande potencial para exploração de diversas outras culturas oleaginosas, como o dendê, a principal fonte no resto do mundo. A própria produção agrícola pode ter redução de custos com a substituição do diesel por óleo vegetal refinado combustível. Para tanto, é necessária aprovação de leis que regulem e incentivem o uso de óleo vegetal refinado como combustível e sua tributação como tal.

## 1. INTRODUÇÃO

Na década atual, têm se destacado no mundo as discussões acerca da necessidade do desenvolvimento de tecnologias menos agressivas ao meio ambiente, tanto urbano como rural. Há um crescente consenso a respeito da importância da substi-

tuição progressiva das fontes fósseis e não renováveis de energia, como petróleo e carvão, por fontes limpas e renováveis, como a hidrelétrica, a eólica, a solar e os biocombustíveis.

O Brasil tem vasta experiência na produção agropecuária, particularmente, na produção de etanol de cana-de-açúcar, e de oleaginosas, destacando-se a soja, de onde se extrai óleo e farelo e matéria prima para a indústria alimentícia.

Este Trabalho tem o objetivo de fornecer informações sobre os aspectos que envolvem o uso de óleo vegetal refinado como combustível, e objetiva trazer esclarecimentos sobre a sua viabilidade e conveniência, tendo em vista a consolidação de um marco legal sobre o tema.

Na segunda seção deste Trabalho, apresentam-se, didática e minuciosamente, os aspectos físico-químicos e ambientais dos combustíveis. Na terceira seção, apresentam-se as fontes de óleos vegetais e a produção de oleaginosas no Brasil e no mundo. Na quarta seção, discute-se as tecnologias em uso e disponíveis no exterior e no Brasil, para adoção de óleos vegetais refinados como combustível.

Na quinta seção, abordam-se os aspectos econômicos do uso de óleo vegetal refinado como combustível e as vantagens para os produtores de soja, na sua utilização por empresas de ônibus urbano e em comunidades isoladas, não abastecidas por energia elétrica. Essa seção é finalizada com a apresentação do potencial de financiamento,

via mercado de créditos de carbono, de projetos para produção de óleo vegetal refinado como combustível.

Na sexta seção, discutem-se os aspectos ambientais e de saúde pública, e mostram-se estudos que comprovam não haver problemas com os resíduos resultantes da combustão de óleos vegetais refinados. Os aspectos de tributação dos combustíveis, de óleos vegetais e do biodiesel são abordados na sétima seção.

Na oitava seção, apresentam-se os antecedentes históricos do uso de óleo vegetal como combustível no Brasil e no mundo, as proposições legislativas em tramitação, que tratam particularmente do biodiesel, e o Projeto de Lei do Senado nº 81, de 2008, de autoria do Senador Gilberto Goellner, que autoriza o uso de óleo vegetal refinado como combustível nas atividades agropecuárias e no transporte coletivo urbano. Na última seção, apresentam-se as conclusões do Trabalho.

## 2. ASPECTOS FÍSICO-QUÍMICOS E AMBIENTAIS DOS COMBUSTÍVEIS

**Por:**

Ivan Dutra Faria

Consultor Legislativo do Senado Federal  
Área de Minas e Energia (ivandf@senado.gov.br)

A humanidade utiliza, há séculos, produtos de origem animal e vegetal em processos físico-químicos que liberam energia, em especial aqueles destinados à obtenção de energia térmica. Nessa trajetória dos povos,

assume particular importância a utilização dos lipídeos, fonte importante de energia para sociedades posicionadas nos mais diversos estágios de civilização.

Os lipídeos são substâncias químicas que possuem elevada solubilidade em solventes orgânicos – como o etanol, por exemplo – e baixa solubilidade em água. São biomoléculas que, em sua maioria, derivam de ácidos graxos ou os apresenta como parte de sua estrutura. Os lipídios que apresentam ácidos graxos em sua estrutura são saponificáveis, ou seja, são capazes de reagir com bases (hidróxidos) formando sabões.

Os ácidos graxos são compostos orgânicos de longas cadeias carbônicas que podem se apresentar saturadas – nas quais só existem ligações químicas simples entre os átomos de carbono – ou insaturadas, nas quais há, pelo menos, uma ligação química dupla entre carbonos. No caso de existir apenas uma ligação dupla na cadeia, o ácido graxo é denominado monoin-saturado. Se ocorrerem duas ou mais dessas ligações, chama-se o composto de ácido graxo poliinsaturado<sup>1</sup>.

Entre os lipídeos, destacam-se os triacilgliceróis<sup>2</sup>, que possuem longas cadeias carbônicas ligadas a moléculas de glicerina<sup>3</sup>. Por isso, a hidrólise

ácida<sup>4</sup> dos triacilgliceróis forma os ácidos graxos correspondentes e o álcool original, o glicerol.

Os triacilgliceróis apresentam-se sob a forma de gorduras ou de óleos, dependendo do estado físico na temperatura ambiente. Convencionalmente, o termo “óleo” refere-se às misturas que se encontram, em geral, no estado líquido. Por seu turno, as gorduras são usualmente encontradas no estado sólido, nas condições ambientes.<sup>5</sup> Como regra geral, tem-se que as gorduras apresentam ácidos graxos saturados em sua composição. Por sua vez, as insaturações caracterizam os óleos.

A presença de insaturação nas cadeias dificulta as interações moleculares e, por isso, os óleos tendem a se apresentar, à temperatura ambiente, no estado líquido. Já as cadeias saturadas (gorduras) caracterizam misturas sólidas, em geral, por exibirem maior facilidade de empacotamento intermolecular.

Usualmente, os ácidos graxos saturados apresentam-se em produtos de origem animal. Merece registro o fato de a gordura de coco constituir uma exceção, uma vez que é rica em ácidos graxos saturados, apesar de ser um alimento de origem vegetal.

Existem incontáveis exemplos de processos químicos importantes em nosso cotidiano que têm fundamento na transformação de óleo em gordura, por intermédio de hidrogenação das cadeias insaturadas, transfor-

<sup>1</sup> Para a Química Orgânica, são ácidos carboxílicos de cadeia longa e linear, podendo ser saturada ou insaturada e, eventualmente, ramificada. Possuem de 4 a 20 átomos de carbono.

<sup>2</sup> São também chamados de “gorduras neutras” ou de triglicerídeos.

<sup>3</sup> 1, 2, 3 – propanotriol, também conhecido como glicerol ou, simplesmente, glicerina.

<sup>4</sup> A hidrólise é uma reação química em que há decomposição ou alteração de uma substância pela água.

<sup>5</sup> Em termos simples, 25°C no nível do mar.

mando-as em cadeias saturadas. Um bom exemplo é a obtenção de margarina por meio da hidrogenação de líquidos, tais como o óleo de soja e o óleo de milho, ricos em ácidos graxos insaturados. No organismo humano, tanto óleos como gorduras podem ser hidrolisados pelo auxílio de enzimas específicas, que permitem a digestão dessas substâncias.

O uso de óleos vegetais em motores de combustão interna, automotivos e estacionários, como alternativa ao óleo diesel, implica significativos ganhos socioambientais. Afinal, trata-se de um recurso renovável de origem agrícola – ou agroflorestal – com grande potencial para viabilizar experiências de desenvolvimento sustentável, nomeadamente em comunidades rurais carentes.

Note-se que a combustão é uma reação de uma substância denominada combustível com outra denominada comburente – na prática, o gás oxigênio ( $O_2$ ) –, com liberação de energia<sup>6</sup>. Assim sendo, a combustão completa de combustíveis orgânicos – nos quais predominam cadeias carbônicas – leva à formação do gás dióxido de carbono ( $CO_2$ ) e água ( $H_2O$ ).

Deve-se realçar o fato de a combustão em motores de veículos ou estacioná-

rios nada mais ser do que um processo de reações químicas produzidas durante a oxidação completa ou parcial do carbono, do hidrogênio e, eventualmente, do enxofre contidos em um combustível. O balanço das massas envolvidas é realizado levando-se em consideração a quantidade de ar empregada para a combustão. O valor de referência é a massa estequiométrica ou o volume estequiométrico de gás  $O_2$  capaz de reagir completamente com o combustível. Em termos simples, pode-se dizer que a quantidade estequiométrica é a mínima exata para que uma reação seja realizada sem falta ou excesso de reagentes.

As reações de combustão, usualmente, são realizadas com o  $O_2$  do ar atmosférico, cuja composição apresenta, aproximadamente, 21% de  $O_2$  e 79% de  $N_2$  (nitrogênio). O gás  $O_2$ , conforme já abordado, é comburente. O ar teórico é a quantidade de ar atmosférico que fornece a quantidade exata de moléculas de  $O_2$  necessárias para efetuar a combustão estequiométrica. Entretanto, a combustão perfeita, por diversos motivos, não se realiza na prática.

O balanço térmico de uma combustão é feito por meio da análise das quantidades de calor liberadas, da temperatura da combustão e da quantidade de calor perdido na exaustão. Portanto, para o processo, é fundamental maximizar o rendimento das reações envolvidas.

A presença de produtos intermediários em uma combustão – tais como o monóxido de carbono (CO) e o hidrogênio ( $H_2$ ) – pode ser reduzida

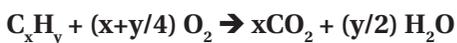
<sup>6</sup> A variação de energia durante uma reação corresponde à variação da entalpia ( $\Delta H$ ), ou seja, a diferença entre a quantidade de energia dos produtos da reação ( $H_p$ ) e a quantidade de energia dos reagentes da reação ( $H_r$ ). Quando a energia do(s) produto(s) é maior que a energia do(s) reagentes(s) implica  $\Delta H > 0$ . A reação é denominada endotérmica, ou seja, absorve calor do ambiente. Quando  $\Delta H < 0$ , ou seja, quando a energia do(s) reagente(s) é maior que a energia do(s) produto(s), a reação é exotérmica. Nesse caso, o sistema libera calor para o ambiente, como no caso das combustões.

aplicando-se uma quantidade de ar superior ao ar teórico, tecnicamente chamada de “ar real”. Nesse caso, a abundância de  $O_2$  permite a realização de uma reação próxima da combustão perfeita. Apesar disso, não se pode aplicar o conceito de combustão perfeita no funcionamento de motores na “vida real”.

O quadro atual de intensa mobilização em relação à possibilidade de um acentuado aquecimento global nas próximas décadas levou o mundo a uma discussão acirrada acerca do papel dos combustíveis fósseis em nossas sociedades. A contribuição desses combustíveis para o fenômeno permanece no centro de grandes polêmicas políticas e científicas.

Os combustíveis fósseis são formados, predominantemente, por moléculas constituídas apenas pelos elementos carbono e hidrogênio. Essas moléculas constituem o conjunto de compostos denominados hidrocarbonetos. A fórmula molecular dessas substâncias pode ser representada, de modo simplificado, pela notação  $C_xH_y$ .

Considera-se como reação de combustão completa de um hidrocarboneto aquela em que o combustível reage com o comburente ( $O_2$ ), e, como resultado da combinação de átomos, obtém-se somente gás carbônico e água, além de energia. De uma forma geral, representa-se esse tipo de reação pela equação química:



Assim, para analisar as vantagens e desvantagens de cada combustível,

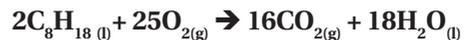
torna-se importante, comparar as proporções entre o respectivo consumo, o consumo de oxigênio e a consequente produção de gás carbônico.

Por exemplo, na combustão do metano, principal componente do gás natural, diversas etapas estão envolvidas. Contudo, simplificada, pode-se dizer que o metano ( $CH_4$ ) reage com o gás oxigênio ( $O_2$ ) para formar o gás dióxido de carbono ( $CO_2$ ) e água ( $H_2O$ ). O processo é descrito pela seguinte reação química:



Note-se que a proporção molar entre o consumo de metano e de oxigênio, em relação à produção de gás carbônico e água é: 1:2:1:2. Isso quer dizer que cada 16g de metano queimados consomem 64g de oxigênio, produzindo 44g de gás carbônico e 36g de água.<sup>7</sup>

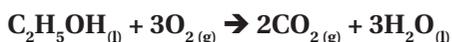
Na combustão da gasolina, muitos são os compostos queimados, uma vez que se trata de uma mistura de vários hidrocarbonetos. Quimicamente, porém, é possível representar essa reação por meio de um hidrocarboneto que possui 8 átomos de carbono em sua molécula, ou seja, um octano:



A título de comparação, pode-se considerar a combustão dos compostos agrupados sob a denominação comum de alcoóis, que apresentam fórmula geral do tipo  $C_xH_yOH$ . De modo análogo, esses compostos consomem

<sup>7</sup> Os cálculos aqui apresentados são baseados na Lei de Lavoisier e na Lei de Proust e, conseqüentemente, no Cálculo Estequiométrico.

gás oxigênio durante a combustão e liberam gás carbônico e água. No entanto, a proporção molar dessa combustão é outra. Tome-se como exemplo a reação de combustão do etanol:



Observa-se, nesses casos, que as proporções molares entre o consumo de gasolina e de etanol, em relação à produção de gás carbônico e água são respectivamente: 2: 25: 16: 18 e 1: 3: 2: 3<sup>8</sup>.

Combustível	Consumo de combustível	Consumo de O <sub>2(g)</sub>	Produção de CO <sub>2(g)</sub>	Produção de H <sub>2</sub> O <sub>(g)</sub>
Gás Natural (metano)	116g	64g	44g	36g
Gasolina (Octano)	228g	800g	704g	324g
Álcool (etanol)	46g	96g	88g	54g

Portanto, cada 228g de gasolina (octano) queimados consomem 800g de oxigênio, produzindo 704g de gás carbônico e 324g de água. No caso do etanol, cada 46g do álcool consumidos consomem 96g de oxigênio, produzindo 88g de gás carbônico e 54g de água.

Considerando massas iguais de combustível consumido (1g) e agregando a energia liberada pela combustão a essa comparação, temos:

Combustível	Consumo de O <sub>2(g)</sub>	Produção de CO <sub>2(g)</sub>	Produção de H <sub>2</sub> O <sub>(l)</sub>	Energia Liberada (em kJ/g)
Gás Natural (metano)	4,0g	2,75g	2,25g	56,25
Gasolina (Octano)	3,51g	3,09g	1,42g	30,44
Álcool (etanol)	2,08g	1,91g	1,17g	48,25

Como se pode observar, o gás natural libera uma energia bem maior do

<sup>8</sup> Destacamos que os cálculos apresentados consideram a gasolina e o etanol puros, ou seja, sem adição de etanol anidro à primeira e sem presença de água no segundo.

que os outros dois combustíveis, para uma mesma massa de combustível queimado.

Incolor, inodoro, não-tóxico e mais leve do que o ar, o gás natural produz energia, sem liberar quantidades significativas de compostos de enxofre<sup>9</sup> na atmosfera. Isso não ocorre com outros combustíveis fósseis como carvão mineral e óleo diesel, grandes emissores atmosféricos de óxidos de enxofre – substâncias que são capa-

zes de acidificar a chuva, provocando o fenômeno da “chuva ácida”<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> O enxofre, em sua forma de substância pura simples, é um sólido amarelo, à temperatura ambiente, com odor característico. Em geral, é extraído de minas em grandes profundidades; a partir de metais aos quais está associado como impureza ou por meio da recuperação de gases ácidos do petróleo. A Petrobras produz cerca de 7% do enxofre comercializado no mercado brasileiro. Todavia, seus óxidos são gases, à temperatura ambiente, cuja presença na atmosfera inspira cuidados das autoridades ambientais.

<sup>10</sup> Apesar de qualquer chuva ser ácida, mesmo em condições de “poluição zero”, por conta do equilíbrio da água com o gás carbônico, só dizemos que a chuva tem um excesso de acidez quando seu pH for menor que 5,6. O aumento da acidez na chuva ocorre prin-

cipalmente quando há um aumento na concentração de óxidos de enxofre e nitrogênio na atmosfera. Estes óxidos, assim como o óxido de carbono, são chamados de anidridos ou óxidos ácidos. Essa denominação se justifica pelo fato de esses óxidos, em contato com a água, formarem ácidos. Portanto, a água da chuva, na presença desses óxidos, pode tornar-se demasiadamente ácida. Voltar-se-á ao tema mais adiante.

O óleo diesel é uma mistura constituída, predominantemente, por hidrocarbonetos alifáticos cujas cadeias carbônicas possuem de 9 a 28 átomos. É, portanto, um combustível mais rico em átomos de carbono que a gasolina.

Enquanto os motores que utilizam a gasolina ou o álcool aspiram a mistura ar/combustível e têm a ignição produzida por meio da centelha das velas de ignição, nos motores a diesel o início da combustão se dá por auto-ignição do combustível. Nesses motores, o ar aspirado para o interior do cilindro é comprimido pelo pistão, de forma a elevar a temperatura. O combustível é injetado diretamente na câmara de combustão, imediatamente antes de sua queima.

O tempo decorrido entre o início da injeção e o início da combustão é chamado de atraso de ignição. Quanto menor for o atraso melhor será a qualidade de ignição do combustível. Um atraso longo provoca um acúmulo de combustível que, quando entra em uma auto-ignição fora do ponto ideal, provoca aumento brusco de pressão, acompanhado de um forte e característico ruído, conhecido como “batida diesel”.

A determinação da qualidade do diesel como combustível utiliza como parâmetro principal o número de cetano (NC), similar ao número de octanas ou octanagem para a gasolina. O NC indica as características do diesel, especialmente no que se refere à partida do motor e ao seu funcionamento sob carga. Quanto menor o

NC maior será o retardo da ignição e, conseqüentemente, maior será a quantidade de combustível que permanecerá na câmara sem queimar no tempo certo. Ou seja, nesses casos, quando a queima ocorrer, gera uma quantidade de energia superior àquela necessária, o que pode causar danos mecânicos e perda de potência.

Óleos com alto teor de hidrocarbonetos do tipo alcano ou parafinas apresentam alto valor de NC, enquanto aqueles ricos em hidrocarbonetos aromáticos apresentam baixo NC. Assim, o desempenho do diesel é comparado, em um motor de teste padrão, com o desempenho de uma mistura de n-hexadecano, um alcano (parafina) conhecido como cetano<sup>11</sup>, e alfa metil-naftaleno, um hidrocarboneto aromático. Ao alcano é atribuído um NC igual a 100 e ao aromático é atribuído um NC igual a zero. Portanto, um combustível com NC igual a 55 tem a mesma qualidade de ignição que uma mistura dos padrões acima citados contendo 55% de cetano. O número de cetano adequado para motores diesel, em geral, situa-se na faixa de 40 a 60.

Na composição do diesel também aparecem compostos que possuem átomos de oxigênio, de enxofre e de nitrogênio. Porém, essas substâncias estão presentes em pequenas concentrações na mistura. Produzido a partir do refino do petróleo, o diesel resulta da reunião de diversas mistu-

<sup>11</sup> Trata-se de um hidrocarboneto cujo nome oficial é **hexadecano**, ou seja, um hidrocarboneto com dezesseis átomos de carbono formando uma cadeia aberta, saturada e não-ramificada.

ras provenientes das diversas etapas de processamento do petróleo bruto.

As proporções dessas misturas no produto final devem obedecer a especificações previamente definidas, imprescindíveis para garantir o bom desempenho do diesel, minimizando o desgaste dos motores e de seus componentes. Além disso, a atenção a tais especificações permite manter, em níveis aceitáveis, o controle da emissão dos poluentes gerados a partir da queima desse combustível.

A Petrobras comercializa dois tipos de óleo diesel, denominados, para fins de mercado, Diesel Metropolitano e Diesel Interior. O Metropolitano, com menor teor de enxofre, é consumido em regiões que atendem a normas mais rígidas no que diz respeito à poluição ambiental. Trata-se de um óleo com menor emissão de material particulado. O Diesel Interior é consumido nas demais regiões do País.

O Diesel Metropolitano possui, desde maio de 2006, um teor de enxofre de, no máximo, 0,05% (500ppm<sup>12</sup>). Esse diesel não possui corantes, tal como ocorre com o Diesel Interior que, para facilitar sua diferenciação, recebe um corante de cor vermelha. O Diesel Interior é comercializado somente em regiões onde não há venda do Diesel Metropolitano. O teor de enxofre do Diesel Interior é de, no máximo, 0,18% (1800ppm).

Em valores médios, o diesel é responsável por um nível de emissões de ga-

<sup>12</sup> 500 partes por milhão.

ses potencialmente agravadores do efeito estufa bem superior aos observados em veículos movidos a gasolina, álcool ou gás natural. Portanto, eventuais medidas que ampliem a utilização de veículos movidos a diesel nas cidades brasileiras certamente implicarão maiores níveis de poluição atmosférica.

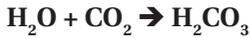
Agrava esse fato o conflito em torno de uma resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA), a Resolução Conama nº 315, de 29 de outubro de 2002, que previa a adoção, a partir de 1º de janeiro de 2009, do diesel do tipo S-50 (com menor teor de enxofre), prevista na sexta fase do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE)<sup>13</sup>.

A presença do enxofre no diesel contribui decisivamente para as restrições internacionais ao uso dessa mistura. A formação das **chuvas ácidas**, originadas a partir da grande industrialização mundial, é o resultado das reações de óxidos de enxofre e de nitrogênio com a água, ativadas pelas descargas elétricas atmosféricas.

Conforme já descrito, a reação da água com o dióxido de carbono ou gás carbônico (CO<sub>2</sub>), na natureza, formando o ácido carbônico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) faz com que qualquer chuva seja leve-

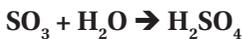
<sup>13</sup> O diesel S-50 contém 50 partes de enxofre, cujo símbolo químico é S, para cada milhão de partículas, ou seja, 50 ppm de S. Hoje, conforme dito anteriormente, o diesel comercializado no Brasil pode atingir limites muito maiores para a concentração de enxofre na mistura combustível. Na prática, em regiões metropolitanas, esse teor pode chegar a 500 ppm de enxofre e, nas cidades do interior, esses valores podem atingir número próximo a 2.000 ppm de enxofre.

mente ácida. Trata-se de um processo natural e de grande importância ecológica que, de modo simplificado, pode ser representado pela equação química abaixo:



Entretanto, os ácidos derivados do enxofre são, em geral, muito agressivos aos ecossistemas, sendo considerados poluentes atmosféricos altamente nocivos.

O enxofre emitido pelos veículos a combustão apresenta-se, após algum tempo de reação, como dióxido de enxofre ( $\text{SO}_2$ ) ou trióxido de enxofre ( $\text{SO}_3$ ) que, ao reagirem com o oxigênio e com o vapor d'água da atmosfera, terminam por formar o ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ), segundo reações que, de modo simplificado, podem ser assim representadas:



Os ácidos formados nesses processos são fortes e corrosivos, podendo prejudicar severamente tanto os ecossistemas naturais quanto os modificados pelos humanos. Os ácidos trazidos pela chuva infiltram-se no solo, empobrecendo-o e libertando produtos tóxicos às plantas e aos animais.

A chuva ácida também afeta as obras de arte, tais como as esculturas feitas em mármore. Esse material, composto principalmente por carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ), é transformado pela

ação do ácido sulfúrico, resultando em gesso, um produto de valor e resistência incomparavelmente menores, cujo principal componente é o sulfato de cálcio ( $\text{CaSO}_4$ ). O efeito dessas reações sobre os monumentos romanos, por exemplo, é devastador. Simplificadamente, o processo pode ser assim representado:



Deve-se observar que, nesse contexto, as nações foram impelidas a adotar políticas públicas voltadas para ações efetivas contra esses efeitos nefastos das emissões derivadas da queima dos combustíveis fósseis. O Brasil não foi exceção.

A Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993, ao dispor sobre a redução de emissão de poluentes por veículos automotores, tornou-se fundamento da Política Nacional de Meio Ambiente (PNMA), estabelecendo a obrigação dos fabricantes de motores e veículos automotores e dos fabricantes de combustíveis de tomar as providências necessárias para reduzir os níveis de emissão de monóxido de carbono, óxido de nitrogênio, hidrocarbonetos, alcoóis, aldeídos, fuligem, material particulado e outros compostos poluentes nos veículos comercializados no País.

A presença de enxofre no óleo diesel vem sofrendo fortes reduções nos países desenvolvidos. Nos Estados Unidos, as refinarias já chegaram à quase total eliminação desse elemento na mistura. Esse diesel limpo é importante para a indústria automotiva por

motivos que, em princípio, nada tem a ver com a poluição atmosférica. É que o enxofre dificulta o funcionamento dos dispositivos de controle dos gases de escape nos motores a diesel. Esse foi um desafio superado pela indústria no caso dos catalisadores nos veículos a gasolina, mas que remanesce nos veículos a diesel.

Entretanto, a batalha pela eliminação da presença de enxofre na gasolina, ocorrida na década de 1970, resultou em avançadas tecnologias de controle de emissões, tornando os veículos a gasolina até 95% menos poluentes. É o que se espera que vá ocorrer com a quase total eliminação do enxofre no diesel: a tecnologia automotiva “Clean Diesel”, ou seja, o “Diesel Limpo”.

Segundo o Prof. Dr. Paulo Saldiva, médico e doutor em Patologia, pela Universidade de São Paulo (USP), onde também exerce a chefia do Laboratório de Poluição Atmosférica, de 2009 a 2040, haverá cerca de 25 mil mortes que terão como um fator causador o alto teor de enxofre no diesel<sup>14</sup>.

A Petrobras avança na adaptação de suas refinarias e unidades de hidrotreatamento, visando à redução cada vez maior do volume de enxofre presente no diesel. Está-se falando, nesse caso, do diesel S-10, ou seja, com 10 partículas de enxofre por milhão, exigido para a próxima etapa do programa nacional de controle de emissões, prevista para ser iniciada em janeiro

de 2013, para atender às normas do Conama. Note-se que, hoje em dia, 70% do consumo de diesel no Brasil correspondem ao tipo S-1800.

A Petrobras prevê que, durante alguns anos, os postos brasileiros terão três tipos de diesel, pois a estatal não conseguirá abastecer toda a frota com a versão S-10 do combustível. O fornecimento do S-10 é condição primordial para a adoção de motores da categoria Euro 5, que emitem menos poluentes, cuja entrada no País seria em 2016. Contudo, o Conama antecipou essa entrada para 2013, uma vez que a indústria automotiva não cumpriu o acordo para por nas ruas caminhões e ônibus com motores padrão Euro 4, associados ao diesel S-50, ou seja, com 50ppm de enxofre em sua composição.

Os mercados consumidores norte-americano e europeu, cada vez mais, vêm exigindo alta eficiência de combustível e emissões extremamente baixas, sem abrir mão de elevado desempenho. A Volkswagen, por exemplo, apresentou tecnologias inovadoras de propulsão – altamente econômicas e com baixas emissões – em janeiro de 2010, no *North American International Auto Show (NAIAS)*, em Detroit, EUA. São os motores *TDI Clean Diesel*, considerados revolucionários pelos especialistas, capazes de desempenhos da ordem de 7,6 km/l nas cidades e 10,6 km/l nas estradas, em perfeita obediência à legislação dos 50 estados dos EUA.

Simultaneamente, o Brasil mobiliza recursos financeiros, novas tecnolo-

<sup>14</sup> As duas faces da Petrobras. O diesel limpo no Brasil. Entrevista disponível em [http://www.ihu.unisinos.br/index.php?option=com\\_entrevistas&Itemid=29&task=entrevista&id=19205](http://www.ihu.unisinos.br/index.php?option=com_entrevistas&Itemid=29&task=entrevista&id=19205)

gias, esforços políticos e campanhas publicitárias para viabilizar o biodiesel, um combustível obtido por meio de diferentes processos.

A Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, introduziu diversas alterações à Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, dentre as quais a inclusão de um inciso XXV ao art. 6º, para definir o biodiesel.

Trata-se de um biocombustível derivado de biomassa renovável, para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustível de origem fóssil.

Desse modo, o biodiesel é um combustível biodegradável e derivado de fontes renováveis, com significativo potencial de contribuição para a melhoria dos parâmetros associados à qualidade ambiental. Sua utilização como combustível apresenta várias características positivas em relação às exigências do Protocolo de Quioto e às emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Além dos benefícios ambientais, a inserção do biodiesel na matriz energética brasileira possibilita a criação de novos mercados associados à sua cadeia de produção, agrega valor a matérias-primas, gera empregos e reduz as importações de óleo cru e óleo diesel refinado, entre outros impactos positivos.

Inúmeras espécies vegetais podem servir como matérias-primas para

a produção de biodiesel. No Brasil, destacam-se a soja, o dendê, o girasol, o babaçu, o amendoim, o pinhão manso e a mamona. Em todos os casos, vários processos físico-químicos devem ser utilizados nessa produção.

O biodiesel pode ser obtido por diferentes rotas, tais como a do craqueamento, a da esterificação ou, mais comumente, a da transesterificação. Nesse caso, o que se tem é um processo que visa a modificar as estruturas moleculares de óleos vegetais, tornando-as praticamente idênticas às que compõem o óleo diesel. Resulta das reações uma mistura com propriedades físicas e químicas extremamente semelhantes às do diesel derivado de petróleo.

Mais especificamente, pode-se dizer que a transesterificação é um processo em que óleos vegetais ou gorduras animais reagem com alcoóis de cadeias carbônicas pequenas, em geral etanol ou metanol, com auxílio de um catalisador. É uma reação química que também produz a glicerina (propanotriol), empregada para fabricação de sabonetes e outros cosméticos, entre outras aplicações.

O menor álcool que existe, o metanol, é um dos reagentes mais indicados para essa reação, pois suas moléculas são muito pequenas e de pequena massa. Esse fato lhe confere qualidades quimicamente interessantes para a transesterificação. Por seu turno, o etanol, o segundo menor álcool existente, leva alguma desvantagem físico-química em relação ao metanol.

Nesse contexto, o metanol é usualmente empregado na produção de biodiesel, pois simplifica o processo. A maioria das usinas que usam metanol na transesterificação tem plataformas industriais cujas matrizes são americanas ou européias, já que o metanol, usualmente sintetizado a partir de fontes não renováveis, é compatível com essas economias. Outra razão para tal escolha é que a transesterificação etílica é mais complexa que a metílica.

A controvérsia relacionada ao uso de óleo vegetal como combustível começa a partir da utilização do termo biodiesel para esse tipo de produto. Efetivamente, nos termos da Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, essa denominação poderia ser utilizada.

Aqueles que contestam tal denominação passam ao largo do texto legal, sustentando, em termos técnicos, que o biodiesel é o produto da reação química entre um álcool e um óleo vegetal ou animal. Nesses termos, biodiesel seria distinto de qualquer óleo vegetal, uma vez que é quimicamente diferente dos reagentes, que lhe dão origem, ou seja, do óleo vegetal e do álcool usados no processo de fabricação.

O uso do óleo vegetal puro em motores diesel, ou diretamente misturado ao diesel é contestado com base em aspectos físico-químicos e de engenharia mecânica. Entre esses aspectos encontram-se ação da glicerina nos motores projetados para queimar óleo diesel, a diluição do óleo lubrificante, a dificuldade de partida a frio,

a queima irregular, a eficiência térmica reduzida e a liberação de dioxinas<sup>15</sup> e de acroleína<sup>16</sup> para a atmosfera.

Em outra trincheira, os que acreditam na viabilidade econômica, social e ambiental dessa utilização garantem que a queima de óleo vegetal em motores apresenta níveis de emissões muito menores, além do efetivo seqüestro de carbono da atmosfera.

Segundo esses defensores, a partida a frio não apresentaria problemas, uma vez que fosse utilizado um *kit* especialmente projetado para esse uso ou a utilização de diesel – que ficaria em outro tanque, no próprio veículo – para fazer o aquecimento inicial.

Outro argumento utilizado é de que a eficiência de um motor movido a óleo vegetal seria bem maior e o desgaste, bem menor. Para os tratores, esse sistema pode ser o ideal, pois os produtores podem plantar o óleo e colocar em suas máquinas.

<sup>15</sup> O termo “dioxinas” é a denominação comumente usada, embora não seja a nomenclatura química correta para subprodutos não intencionais de muitos processos industriais nos quais o cloro e produtos químicos dele derivados são produzidos, utilizados e eliminados. Estima-se que, mesmo que a produção das dioxinas cesse hoje completamente, os níveis ambientais levarão anos para diminuir, porque são persistentes, levam de anos a séculos para degradarem-se e podem ser continuamente recicladas no meio-ambiente. Muitas pesquisas apontam efeitos de toxicidade no desenvolvimento e reprodução; impactos sobre o sistema imunológico e carcinogenicidade.

<sup>16</sup> A acroleína é uma substância cujo nome oficial é propenal. Trata-se de um aldeído que apresenta três átomos de carbono e fórmula molecular  $C_3H_4O$ . Quando a glicerina é aquecida – a partir de  $260^{\circ}C$ , aproximadamente –, ela se decompõe e produz acroleína.

### 3. PRODUÇÃO DE OLEAGINOSAS NO BRASIL E NO MUNDO

Por:

Marcus Peixoto

Consultor Legislativo do Senado Federal  
Área de Economia e Agricultura  
(marcusp@senado.gov.br)

#### 3.1. Fontes de óleos vegetais

Os óleos vegetais são obtidos, predominantemente, a partir de sementes de diversas espécies vegetais. O Brasil possui grande diversidade de espécies vegetais oleaginosas das quais é possível extrair óleos vegetais, inclusive para utilização em sua matriz energética.

Algumas espécies são nativas e de ciclo longo ou perenes como, por exemplo, dendê (*Elaeis sp.*), buriti (*Mauritia sp.*) e babaçu (*Orbignya sp.*) e mamona. Outras são cultivadas em ciclos curtos, tais como a soja e o amendoim. Sobre esse último, uma interessante opção de cultivo para o Brasil, é importante registrar que o óleo de dendê nada mais é do que o erroneamente chamado de “óleo de palma”, por conta da tradução pouco feliz de um termo derivado da língua inglesa – a expressão “*palm oil*”. Essa tradução leva os desavisados a imaginar a existência da extração de óleo a partir de outra espécie vegetal que não o dendê. Há, inclusive, quem pense tratar-se da cactácea (*Opuntia cochenillifera*) utilizada pelos lavradores nordestinos para alimentar o gado em tempos de secas severas, cuja denominação também é palma.

Efetivamente, a expressão “palma” pode ser utilizada para caracterizar a família de plantas monocotiledôneas, da ordem das *Arecales*. São plantas, em geral, de aspecto facilmente identificável pelo tronco indiviso e liso, e pelas grandes folhas, penadas e situadas no ápice. Todavia, a denominação abrange cerca de 1.200 espécies tropicais, cuja principal família botânica é *Arecaeae* (antiga *Palmaceae*), sendo que, aproximadamente, um terço está presente no Brasil. Podem ser citados como exemplos, além do dendê, o co-co-da-baía (*Cocos nucifera L.*), a palmeira imperial (*Roystonea oleracea*), e o açai (*Euterpe oleracea*). Sendo atualmente o óleo de dendê o primeiro óleo vegetal mais produzido e consumido no mundo, o uso da expressão de origem inglesa difundiu-se rapidamente.

Da família *Euforbiaceae*, destaca-se o pinhão manso (*Jatropha curcas*) uma oleaginosa potencialmente importante, ainda em estudo, também conhecida como purgueira e pinha de purga. Dessa família cita-se ainda a mamona (*Ricinus communis L.*), cujo óleo possui largo emprego na indústria química por possuir alta viscosidade (o que, no entanto, é uma característica indesejável ao uso direto como óleo combustível).

Entre os grãos, destacam-se a soja (*Glicine max*), o algodão (*Gossypium sp.*), a colza (*Brassica napus*) e o girasol (*Helianthus annuus*).

Moret<sup>17</sup> (2007) apresentou, em artigo de sua autoria, uma tabela com a

<sup>17</sup> MORET, Artur de Souza. Óleo vegetal como combustível para energia elétrica em pequenos aglo-

Oleaginosas, produtividade e rendimento de óleos de culturas adaptadas à Amazônia

Espécie/Nome científico	Produtividade	Rendimento óleo (%)
Açaí do Pará ( <i>Euterpe oleracea</i> )	15 t/há	8% a 10% cozimento da polpa
Amendoim ( <i>Arachis hypogaea</i> L.)	2.235 a 2.677 kg/ há	45 a 50%
Andiroba ( <i>Carapa guianensis</i> )	180 a 200 kg/amêndoa/ano	50% semente
Babaçu ( <i>Orbignya barbosiana</i> )	50 a 200kg/pé	66%
Bacaba ( <i>Oenocarpus bacaba</i> )	1 a 3 cachos/planta/ano ~20kg de frutos	5 a 8% inteiro 1% a- mêndoas
Buriti ( <i>Mauritia vinifera</i> )	10 a 20 ton/ha	31%
Cacau ( <i>Theobroma cacao</i> )	4000Kg/há	46%
Caiaué/dendê ( <i>Elaeis oleifera</i> )	35t/cachos/hectare	35%
Castanha-de-cutia ( <i>Couepia edulis</i> Prance)	200 kg frutos nas árvores adultas.	até 73% óleo
Castanha-do-brasil ( <i>Bertholletia excelsa</i> )	200 a 400 frutos/árvore	63 a 69% óleo
Copaíba ( <i>Copaifera multijuga</i> )	30 a 230ml	Extração da madeira
Cumaru ( <i>Dipterix odorata</i> )		30% óleo amarelo claro
Cupuaçu ( <i>Theobroma grandiflorum</i> )	7000frutos/ha/ano	48% cozimento da polpa
Gergelim ( <i>Sesamum indicum</i> L.)	50.000 a 150.000 plantas/há	49%
Jatobá ( <i>Hymenaea courbaril</i> )	Encontrado disperso na natureza	1kg polpa fresca, produz 32,05g óleo esverdeado
Mamona ( <i>Ricinus communis</i> L.)	500 a 4.000kg/ha	47%
Murumuru ( <i>Astrocaryum murumuru</i> )		44%
Pataú ( <i>Jessenia bataua</i> )	1,5/ha/ano	18% por cozimento da polpa
Piquiá ( <i>Caryoca villosum</i> )	300 a 500 frutos/ano a 1.000 a 1.500 frutos-seleção genética e adubação.	62% polpa seca
Pupunha ( <i>Bactris gasipaes</i> )	25 t/ha/ano de frutos frescos	62% óleo no mesocarpo seco
Seringueira ( <i>Hevea brasiliensis</i> )	150 kg/ha/árvore.	43% óleo da semente
Soja ( <i>Glycine max</i> L. Merrill)		18%
Tucumã ( <i>Astrocaryum aculeatum</i> )	50 Kg/ano	17 a 75%
Umari ( <i>Poraqueiba sericea</i> )	70 a 200kg/planta	40 a 50%
Urucuri ( <i>Scheelea martiana</i> )	3 a 6 cachos ao ano com peso entre 20 a 25 Kg cada um	66%

Fonte: RODRIGUES (1989); FAO (1987), In Moret (2006).

relação das produtividades e do rendimento de óleo para diversas outras culturas, adaptadas à Amazônia, acima reproduzida.

**merados de Rondônia como forma de geração de renda.** . In: V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2006, Brasília-DF. V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Brasília - DF: V Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2006., 13p. Disponível em: <http://www.gpers.unir.br/docsgpers/artigo%20oleos%20cbpe%202006.pdf>

### 3.2. Produção de oleaginosas no Brasil e no Mundo

Conforme estudo feito por Amaral (2009<sup>18</sup>) para a Associação Brasilei-

<sup>18</sup> AMARAL, Daniel Furlan. **Desmistificando o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel** – A visão da indústria brasileira de óleos vegetais. São Paulo : ABIOVE, Agosto de 2009. Disponível em: <http://www.abiove.org.br>

ra das Indústrias de Óleos Vegetais (ABIOVE), o óleo de soja atualmente ocupa a segunda posição na oferta mundial de óleos e gorduras. Em 1990, a produção desse óleo situou-se em torno de 16,1 milhões de toneladas, seguida do óleo de dendê, com 10,8 milhões de toneladas. Outros óleos vegetais com produção mundial significativa, naquele ano, foram os de colza e girassol, ambos com aproximadamente 8 milhões de toneladas, e os de algodão e amendoim, com aproximadamente 4 milhões de toneladas cada um.

Muitos desses óleos, tal como ocorre com a soja, têm a sua produção vinculada ao crescimento da demanda de outros produtos da oleaginosa. É o caso do algodão, cuja principal demanda é a pluma para a indústria têxtil e de vestuário. Outro caso é a oferta de gorduras animais (sebo bovino, gordura de frango e banha de porco), que não teria relação com a demanda por estes produtos em si, mas sim com a demanda por carnes.

A demanda mundial crescente por óleo para uso alimentar impulsionou o crescimento da produção de oleaginosas com teor de óleo mais elevado que a soja, muito antes do surgimento da demanda da indústria de biodiesel, incentivando o crescimento da produção de variedades cujo rendimento em óleo por hectare era mais vantajoso.

O caso mais proeminente dessa mudança no padrão de demanda foi

[abiove.com.br/palestras/abiove\\_mercado\\_oleaginosasPBIO\\_dez09.pdf](http://abiove.com.br/palestras/abiove_mercado_oleaginosasPBIO_dez09.pdf). Acesso em: 04/02/2010.

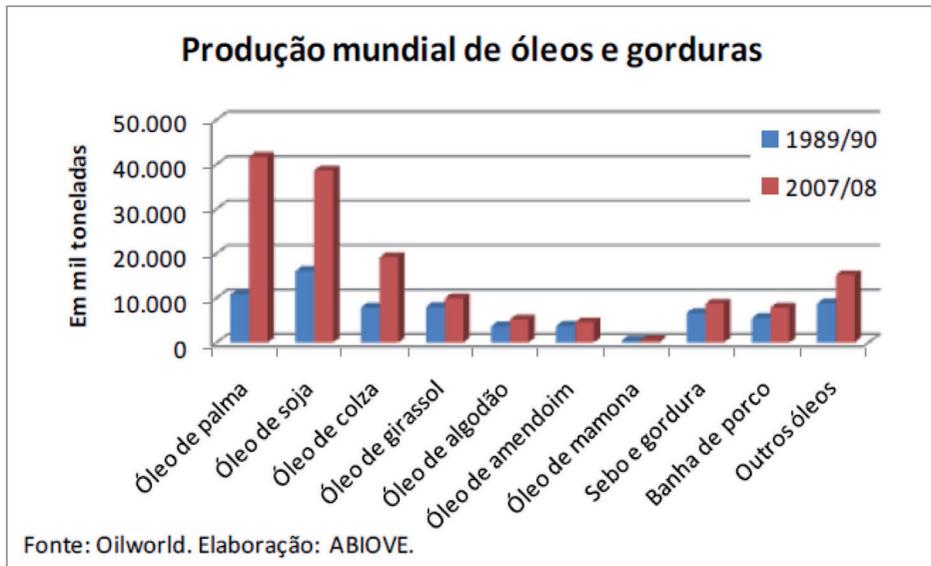
a produção de óleo de dendê, cujo crescimento foi tão acelerado que superou a soja como a maior oferta de óleos vegetais do mundo. Outro caso importante foi do óleo de colza, que aumentou a produção para 19,1 milhões de toneladas, uma variação de 145% em menos de duas décadas.

No gráfico a seguir, é possível visualizar o grande crescimento da produção mundial de óleo de dendê, que, com 40 milhões de toneladas, superou em 2008 a produção de óleo de soja. Em 2008, a Malásia produziu 17,7 milhões de toneladas de óleo de dendê em 4,5 milhões de hectares. Embora a produção de óleo de dendê (palma) da Malásia seja inferior à da Indonésia, aquele país ainda é o maior exportador de óleo de dendê do mundo.

O comércio internacional desses produtos também coloca em evidência a forte relação entre produção e demanda de óleos vegetais. Conforme a Abiove,

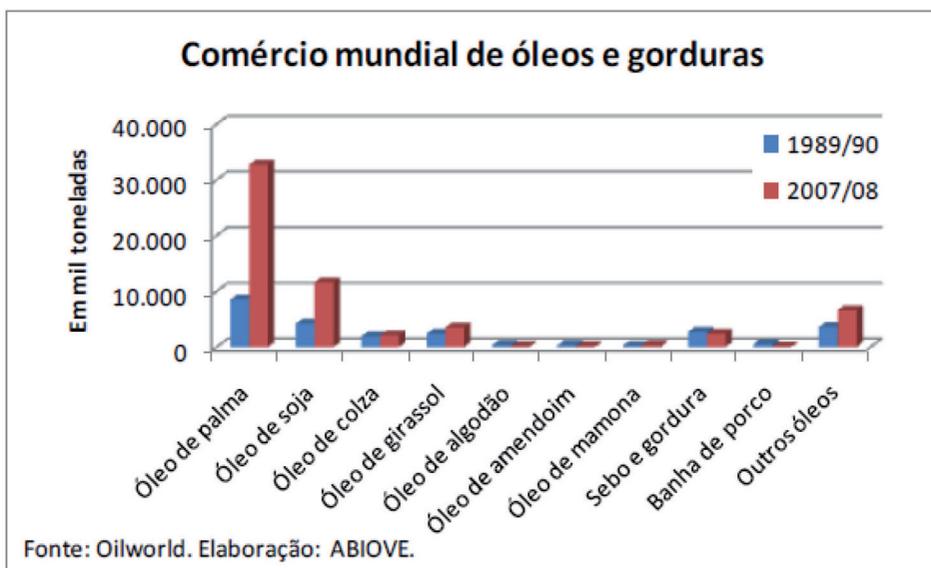
*o óleo de soja também cresceu, porém em menor magnitude, partindo de 4,2 milhões de toneladas em 1989/90 para 11,6 milhões de toneladas em 2007/08, variação de 177%. Esses números não foram maiores porque a produção de óleo de soja depende intrinsecamente do desempenho do mercado de carnes, sendo essa a sua limitação física e econômica, como foi explicado.*

Para os outros óleos e gorduras, o comércio era e continuou marginal em relação à produção. O motivo para



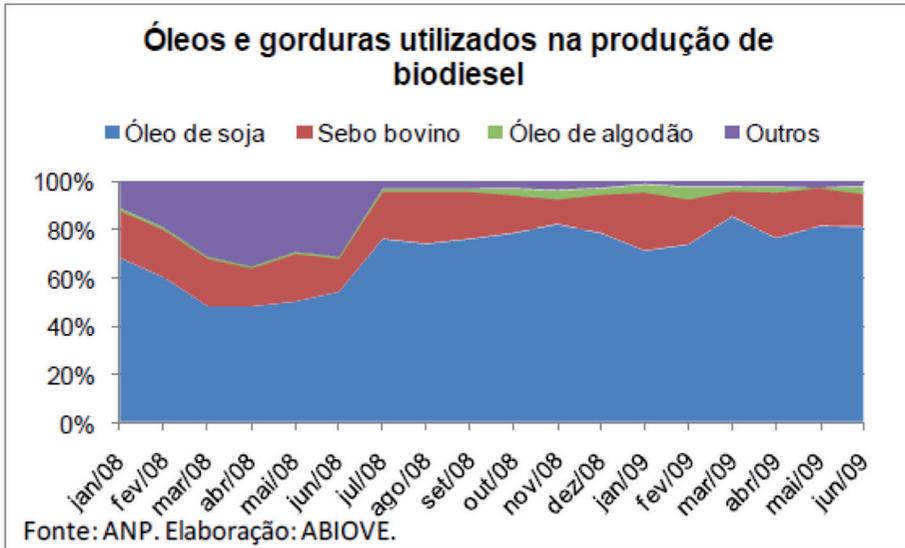
isso é que o consumo doméstico dos países é suficiente para absorver a produção local. Esse é o caso dos óleos de algodão, amendoim e mamona, por exemplo.

De acordo com dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o óleo de soja é, atualmente, a principal matéria-prima da produção de biodiesel no Brasil,



responsável por entre 70% a 80% da produção do biocombustível. Outras matérias-primas com participação significativa são o sebo bovino, o qual

vem sendo utilizado entre 15% e 20%, e o óleo de algodão, entre 3% e 5%. Outros materiais graxos participam residualmente (ver gráfico a seguir).



A tabela da Abiove a seguir, sobre a disponibilidade de óleos vege-

tais e gorduras animais no Brasil em 2007/08, ratifica os dados apresen-

Disponibilidade de óleos vegetais e gorduras animais no Brasil 2007/08 – em mil ton.

Produto	Produção	Importação	Oferta	Part. %
Óleo de soja	6.258	90	6.348	73,3%
Sebo e gordura animal	598	6	604	7,0%
Banha de porco	394	0	394	4,6%
Óleo de palma	215	143	358	4,1%
Óleo de algodão	278	0	278	3,2%
Óleo de girassol	50	20	70	0,8%
Óleo de colza	59	9	68	0,8%
Óleo de mamona	56	8	64	0,7%
Outros óleos vegetais	366	106	472	5,5%
<b>Total</b>	<b>8.274</b>	<b>382</b>	<b>8.656</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Abiove.

tados no gráfico anterior, demonstrando que a soja ainda é a principal fonte de óleos vegetais, com 73,3% de participação, seguida de óleos de origem animal (11,6%). O óleo de dendê (palma) participa com apenas 4,1% do mercado nacional.

As tabelas abaixo mostram que a produção de soja no Brasil cresceu de 41,9 milhões de toneladas, na safra 2001/02, para 57,17 milhões de tone-

ladas na safra 2008/09. Um significativo aumento é esperado, porém, na safra 2009/10, já que no oitavo Levantamento de Safras a Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB) estimava que, em maio de 2010, a produção de soja seja de 67,864 milhões de toneladas, 18,7%, ou 10,7 milhões de toneladas superior à produção atingida na safra do ano anterior. Os estoques, entretanto, segundo a Abiove, devem ser reduzidos, de 2,3

Soja Grão - Ano Comercial - valores em 1000 toneladas

GRÃO	2010/11 (p)	2009/10 (p)	2008/09	2007/08	2006/07	2005/06	2004/05	2003/04	2002/03	2001/02
Estoque Inicial	600	1.991	2.027	2.289	1.220	779	1.124	294	341	429
Produção	-	67.864 (**)	57.165	60.017	58.391	55.027	52.304	49.792	52.017	41.916
Importação	100	100	83	108	40	352	364	1.124	1.100	849
Sementes Perdas/Front.	2.700	2.700	2.700	2.700	2.500	2.700	2.650	2.500	2.000	1.700
Exportação	27.100	28.000	24.514	23.805	24.768	22.389	18.952	19.987	16.074	15.522
Processamento	32.200	30.300	31.895	31.511	28.756	29.728	28.914	27.796	25.842	22.773
Estoque Final	1.000	600	1.991	2.027	2.289	1.220(*)	779(*)	1.124(*)	294	341

Fonte: Abiove e Conab (adaptado pelo do autor)

(p) Previsão - 22 de janeiro de 2010

(\*) O valor refere-se somente aos estoques em poder das Indústrias de Óleos Vegetais

(\*\*) Dado de maio de 2010, colhido no site da CONAB

Nota - Os dados acima de referem ao ano comercial, que se inicia em fevereiro e se encerra em janeiro.

Brasil - Balanço de oferta e demanda - em 1.000 toneladas

PRODUTO	SAFRA	ESTOQUE INICIAL	PRODUÇÃO	IMPORTAÇÃO	SUPRIMENTO	CONSUMO	EXPORTAÇÃO	ESTOQUE FINAL
SOJA EM GRÃOS	2003/04	4.522,0	49.988,9	349,0	54.859,9	31.090,0	19.247,7	4.522,2
	2004/05	4.522,2	52.304,6	368,0	57.194,8	32.025,0	22.435,1	2.734,7
	2005/06	2.734,7	55.027,1	48,8	57.810,6	30.383,0	24.957,9	2.469,7
	2006/07	2.469,7	58.391,8	97,9	60.959,4	33.550,0	23.733,8	3.675,6
	2007/08	3.675,6	60.017,7	96,3	63.789,6	34.750,0	24.499,5	4.540,1
	2008/09	4.540,1	57.161,6	100,0	61.801,7	32.564,0	28.562,7	675,0
	2009/10	675,0	67.864,6	70,0	68.609,6	36.820,0	26.600,0	5.189,6
FARELO DE SOJA	2003/04	2.155,4	22.673,0	187,8	25.016,2	8.500,0	14.485,6	2.030,6
	2004/05	2.030,6	23.127,0	188,7	25.346,3	9.100,0	14.421,7	1.824,6
	2005/06	1.824,6	21.918,0	152,4	23.895,0	9.780,0	12.332,4	1.782,6
	2006/07	1.782,6	23.947,0	101,2	25.830,8	11.050,0	12.474,2	2.306,6
	2007/08	2.306,6	24.717,0	117,3	27.140,9	11.800,0	12.287,9	3.053,0
	2008/09	3.053,0	23.187,8	100,0	26.340,8	12.000,0	12.253,0	2.087,8
	2009/10	2.087,8	25.348,4	100,0	27.536,2	12.200,0	12.900,0	2.436,2
ÓLEO DE SOJA	2003/04	319,9	5.510,4	27,0	5.857,3	3.010,0	2.517,2	330,1
	2004/05	330,1	5.692,8	3,2	6.026,1	3.050,0	2.697,1	279,0
	2005/06	279,0	5.479,5	25,4	5.783,9	3.150,0	2.419,4	214,5
	2006/07	214,5	5.909,0	44,1	6.167,6	3.550,0	2.342,5	275,1
	2007/08	275,1	6.259,5	27,4	6.562,0	4.000,0	2.315,8	246,2
	2008/09	246,2	5.872,2	15,0	6.133,4	4.250,0	1.593,6	289,8
	2009/10	289,8	6.419,4	30,0	6.739,2	4.980,0	1.380,0	379,2

Fonte: CONAB - Levantamento: Mai/2010.

milhões de toneladas, para 600 mil de toneladas do grão, podendo haver alguma recuperação em 2011.

Pouco mais da metade da produção nacional é processada industrialmente. Assim, 53,7% da produção e do estoque de soja foram destinados ao processamento em 2009, sendo o restante dirigido à exportação do grão.

O farelo e o óleo de soja são os principais derivados do processamento. Conforme a Conab, dos 32,5 milhões de toneladas de soja consumidos internamente em 2009, 23,187 milhões de toneladas (71,2 %) foram transformadas em farelo, e 5,87 milhões de toneladas em óleo, sendo 4,25 milhões de toneladas destinadas ao consumo interno, e 1,59 milhões de toneladas destinadas à exportação.

Não obstante a soja ter participado com 73,3% da produção de óleos vegetais no Brasil em 2008, outras oleaginosas, tais como o girassol e a colza, têm um potencial enorme de desenvolvimento, pois possuem um teor de óleo bem superior ao da soja, e ainda têm uma produtividade baixa no Brasil relativamente a outros grandes países produtores. Em termos comparativos, o teor de óleo da soja é, em média, de 19% e o do caroço de algodão, em torno de 15%. Já o da colza se situa na faixa de 40% e o do girassol em 41%.

O Brasil possui também o maior potencial mundial para a produção do óleo de dendê, em razão dos quase 75 milhões de hectares de terras aptas à dendeicultura, conforme estima

o engenheiro agrônomo Jonas Souza, da Comissão Executiva do Plano da Lavoura Cacaueira (CEPLAC)<sup>19</sup>. O dendê tem o maior rendimento de óleo por hectare, por volta de cinco toneladas, e pode ser cultivado durante os doze meses do ano. A área plantada, entretanto, ainda é pequena, e subiu pouco, de 81,9 mil ha, em 2000, para 105 mil ha, em 2008, conforme tabela a seguir.

Área plantada e quantidade produzida de dendê (cacho de coco)

Ano	Área plantada (hectares)	Quantidade produzida (toneladas)
2008	105.056	1.091.104
2007	102.322	1.073.727
2006	96.792	1.207.276
2005	88.721	903.500
2004	87.553	909.285
2003	85.990	896.295
2002	81.498	717.893
2001	85.240	772.097
2000	81.979	678.727

Fonte: IBGE - Produção Agrícola Municipal (elaboração do autor).

Entre os benefícios que serão obtidos com a diversificação de oleaginosas está o melhor aproveitamento do solo, pois algumas serão plantadas como cultura de inverno, tal como a colza, e em sistema de rotação com outras lavouras, como é o caso do girassol.

Conforme a Abiove, o Brasil conta com uma capacidade instalada de processamento de 51,3 milhões de toneladas de oleaginosas por ano. Contudo, essa capacidade tem 32%

<sup>19</sup> SOUZA, Jonas. **Dendê – Potencial para produção de energia renovável**. CEPLAC. Disponível em: <http://www.ceplac.gov.br/radar/Artigos/artigo9.htm>. Acesso em: 20/05/2010.

de ociosidade média, o que significa a possibilidade de aumentar a produção de farelos e óleos vegetais em aproximadamente 16,5 milhões de toneladas.

Os dados da tabela abaixo mostram que a capacidade de refino, em 2009, supondo 365 dias de funcionamento do parque industrial no ano, chega a 8,34 milhões de toneladas. Como a

Capacidade de processamento, refino e envase - valores em tonelada/dia

Estado	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Capacidade de Processamento	107.950	110.560	115.270	131.768	137.098	143.504	149.504	155.449	165.299
Capacidade de Refino	16.168	16.370	16.300	18.000	18.170	20.010	21.280	21.550	22.860
Capacidade de Envase	14.094	13.425	13.534	13.770	13.760	15.952	15.715	15.635	16.169

Fonte: Abiove.

produção de óleo refinado, em 2009, foi de 6,18 milhões de toneladas, é possível ao Brasil ampliar em até 2,16 milhões de toneladas a produção de óleo refinado, sem ampliação da capacidade do parque industrial existente.

Apesar da grande diversidade de óleos disponíveis no Brasil, hoje efetivamente apenas o óleo de soja é produzido em escala e tem preço competitivo para ser utilizado como combustível.

Os outros óleos como de girassol, algodão, milho, canola<sup>20</sup> e amendoim tecnicamente podem ser utilizados como combustível, mas ainda têm produção reduzida no Brasil em relação às necessidades como combustível, e também tem uso mais nobre

na indústria de alimentos e assim os preços de mercado podem inviabilizar seu uso como combustível.

O óleo de girassol, que é um dos que apresenta um potencial de crescimento de produção mais imediato, poderá vir a ser mais utilizado para alimentação em substituição ao óleo de soja, gerando um excedente deste último para ser utilizado como combustível até por ter preço mais baixo.

Será necessário o desenvolvimento da produção em larga escala de óleos não comestíveis como o do pinhão manso, cuja semente pode conter 35 %<sup>21</sup> de óleo, e cuja produtividade pode alcançar até 2.800 litros de óleo por hectare, segundo a empresa americana SG Biofuels<sup>22</sup> que lançou

<sup>20</sup> O termo Canola, *CANadian Oil, Low Acid*, é aplicado a variedades cultivadas de colza mas não deve ser confundido com o óleo de colza, visto que a canola é uma variedade geneticamente transformada e apresenta baixos teores (menos de 2 %) de ácido erúico.

<sup>21</sup> TEIXEIRA, João Paulo Feijão. **Teor e composição do óleo de sementes de *Jatropha* sp.** Bragantia : Campinas, 46(1):151-157, 1987. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/brag/v46n1/17.pdf>. Acesso em 20/05/2010.

<sup>22</sup> Disponível em: [www.sgbiofuels.com](http://www.sgbiofuels.com). Acesso em 06/04/2010.

em 22 de fevereiro de 2010 a cultivar Jmax 100, informando que tem custo de produção do óleo de US\$ 1.00 por galão ou R\$ 0,70/litro.

O pinhão manso pode ser consorciado com pasto, contribuindo para a recuperação de pastagens degradadas, que hoje no Brasil chegam a 70 milhões de hectares, sem afetar a produção de gado e nem mudar a cultura de produção regional, agregando e diversificando a renda rural. O gado não come e já foi muito utilizada como cerca viva em fazendas no interior do Estado de Minas Gerais. Experiência realizada em 2008 no município de São Miguel do Araguaia – GO comprovou que 7 meses após o plantio do pinhão manso é possível colocar o gado para pastar sem causar nenhum dano ao pinhão manso que neste momento apresentava altura na ordem de 1 metro.

As variedades de pinhão manso existentes no Brasil apresentam toxidez na torta, mas já foi desenvolvido processo que retira esta toxidez e inclusive já foi testado na alimentação de bovinos e aves pela Universidade Federal de Lavras – MG e por empresa privada no interior de São Paulo.

Outra cultura de óleo não comestível é o crambe (*Crambe abyssinica*, família *Brassicaceae*) que é uma cultura de inverno e, portanto, mais uma alternativa para a safrinha, plantada após a soja, em março/abril. O crambe atinge produção entre 1.000 e 1.800 quilos por hectare e a grande tolerância a seca, a geadas, a sua precocidade e o percentual de óleo total entre 26% e 38% são as grandes vantagens dessa

cultura, que floresce aos 35 dias e tem ciclo curto, de 85 a 95 dias, com maturação uniforme<sup>23</sup>. Possui também baixo custo de produção, adaptabilidade fácil a solos eutróficos<sup>24</sup>, facilidade de extração do óleo através de prensa/extrusora e não exige novas máquinas e equipamentos para o seu cultivo<sup>25</sup>. É plantada em maior escala no México e Estados Unidos. Seu cultivo no Brasil foi iniciado em 1995 no município de Maracaju/MS, pela Fundação MS que, assim como instituições como o Instituto Agrônômico do Paraná (IAPAR), vem estudando a planta.

Essas culturas citadas ainda estão em fase de desenvolvimento e pelas informações divulgadas pela Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (EMBRAPA) poderão iniciar produções em escala num prazo de 8 anos e, talvez, em prazos menores, pela iniciativa privada, que já tem iniciado plantios de médio porte, sem esperar todo o processo de desenvolvimento.

A produção de óleo através de microalgas (existem milhares de espécies), sobretudo quando associada ao aproveitamento dos nutrientes de águas residuárias de esgoto tratado<sup>26</sup>,

<sup>23</sup> Rural Sementes. **Crambe - alternativa para produção de óleo**. Disponível em: <http://www.ruralsementes.com.br/produtos/Cultura%20do%20crambe.pdf>. Acesso em 20/05/2010.

<sup>24</sup> Solo que possui concentrações de nutrientes em níveis ótimos ou quase, para o crescimento de plantas ou animais.

<sup>25</sup> BAEZ, Orlando. **“Crambe” a grande aposta das pesquisas em Mato Grosso do Sul**. quarta, 22 agosto 2007. Pantanal News. Disponível em: <http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/crambe-grande-aposta-pesquisas-mato-grosso-sul.htm>. Acesso em 20/05/2010.

<sup>26</sup> **Pesquisadores identificam impactos ambientais significativos das algas para biocombustíveis**. quinta, 28 janeiro 2010. Portal Ambiente Já. Disponível em: <http://www.biodieselbr.com/noticias/em-foco/>

é também outra alternativa que não compete com a produção de alimentos. As microalgas têm potencial para produção de 70 toneladas de biomassa (de onde é extraído o biocombustível) por hectare/ano<sup>27</sup>. Estudos vêm sendo desenvolvidos por instituições como a Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e o Instituto Agrônomo do Paraná (IAPAR). Também

registram-se alianças entre empresas privadas, como a feita entre a ExxonMobil Corporation e a Synthetic Genomics Inc. (SGI), que investirão até US\$ 600 milhões em pesquisas<sup>28</sup>.

Com estas alternativas, pode-se evitar a competição entre óleos para fins alimentares e como combustível, que poderia pressionar a elevação dos preços dos alimentos.

---

pesquisadores-impactos-ambientais-significativos-algas-biocombustiveis-280110.htm. Acesso em 20/05/2010.

<sup>27</sup> Copel vai pesquisar produção de biocombustível com microalgas. quarta, 21 outubro 2009. Agência Estadual de Notícias – PR. Disponível em:

---

<sup>28</sup> ExxonMobil lança programa de biocombustíveis terça, 14 julho 2009. ExxonMobil. Disponível em: . Acesso em 20/05/2010.

#### 4. TECNOLOGIAS EM USO E DISPONÍVEIS NO EXTERIOR E NO BRASIL PARA O USO DE ÓLEO VEGETAL REFINADO COMO COMBUSTÍVEL

Por:

Paulo de Morais  
Engenheiro Mecânico  
moraispaulo55@hotmail.com

Os problemas do uso direto de óleo vegetal refinado como combustível em motores (são sanados) vêm sendo superados com a utilização de kits de adaptação de motores diesel, alguns já adotados no exterior.

No Brasil, estão sendo desenvolvidos kits com base nos já utilizados na Europa e Estados Unidos, inclusive no Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (INMETRO). Segundo notícia veiculada pela Agência Brasil<sup>29</sup>, o Inmetro está desenvolvendo, em parceria com a montadora Fiat, um projeto na área de biocombustíveis para transformar motores a diesel em motores que conseguem trabalhar diretamente com óleo vegetal *in natura*. Ainda, conforme a notícia

*Também na área de biocombustíveis, o Inmetro pretende este ano consolidar uma das mais importantes parcerias firmadas em 2009, com o National Institute of Standards and Tech-*

*nology (NIST), órgão similar do instituto nos Estados Unidos.*

*“Nós desenvolvemos conjuntamente os primeiros padrões de medição para biocombustíveis. E isso é fundamental para a transformação do biocombustível em commodity (produtos agrícolas e minerais comercializados no mercado internacional) porque aí você tem padrões facilmente acessíveis de qualidade”.*

*Os padrões desenvolvidos pelo Inmetro e o Nist estão sendo usados agora nos principais laboratórios da Comunidade Europeia para aferir a capacitação desses laboratórios em medir a qualidade dos biocombustíveis. O projeto com a União Europeia é denominado Biorama.*

Adicionalmente, o Instituto Alemão de Normalização (*Deutsches Institut für Normung* e. V. - DIN) publicou em 2006/07 a norma DIN V 51605<sup>30</sup>, “Combustíveis para motores de combustão compatíveis com óleos vegetais – combustível de óleo de colza - Requerimentos métodos de testes”<sup>31</sup>. O Instituto Tecnológico do Paraná (TECPAR) também analisou os óleos refinados de girassol, algodão, milho e colza, produzidos no Brasil, constatando que também atendem a norma DIN V 51605.

Os óleos vegetais, à temperatura ambiente, têm viscosidade superior à do

<sup>29</sup> GANDRA, Alana. **Inmetro desenvolve projeto para uso direto de óleo vegetal em motores a diesel**. 11 de Janeiro de 2010. Agência Brasil. Disponível em: <http://www.agenciabrasil.gov.br/noticias/2010/01/08/materia.2010-01-08.8865313090/view>. Acesso em 09/02/2010.

<sup>30</sup> Em inglês: Fuels for vegetable oil compatible combustion engines - Fuel from rapeseed oil - Requirements and test methods.

<sup>31</sup> Disponível em: [http://www.nmp.din.de/cmd?level=tpl-art-detailansicht&committeid=54738983&subcommitteeid=75753445&artid=89351884&bc\\_rumblelevel=1&JSESSIONID=7DE2A33F1DFC94D598686CE4128FC066.3&languageid=en](http://www.nmp.din.de/cmd?level=tpl-art-detailansicht&committeid=54738983&subcommitteeid=75753445&artid=89351884&bc_rumblelevel=1&JSESSIONID=7DE2A33F1DFC94D598686CE4128FC066.3&languageid=en)

diesel e, dessa forma, não estão adequados à utilização direta nos motores diesel.

Hoje, há dois caminhos para adequar comercialmente os óleos vegetais para serem utilizados como combustível de motores diesel:

#### 4.1. Reduzir a viscosidade do óleo vegetal mediante processo químico.

O processo mais utilizado é o da transesterificação, que transforma o óleo vegetal no biodiesel. A grande vantagem é que pode ser misturado ao diesel, e ser usado normalmente nos motores. Esse caminho tem um grande inconveniente, que inclusive tem inviabilizado seu uso, que é o elevado custo de produção. Só o processo industrial de transformação do óleo vegetal em biodiesel tem um custo na ordem de R\$ 0,40/litro.

- R\$ 2,60/litro é o preço final do biodiesel no Brasil para as distribuidoras que misturam ao diesel. R\$ 2,32/litro é o valor pago no leilão da ANP (16º leilão em 17/11/09) + ICMS de 12% + transporte atingindo o valor de R\$ 2,60/litro.
- R\$ 1,60/litro é o preço do diesel, pago pelos grandes consumidores em São Paulo; portanto o biodiesel tem um custo de R\$ 1,00/litro mais caro do que o diesel.

Caso fosse vendido puro nas bombas dos postos de combustível, seu valor

para o consumidor seria próximo de R\$ 3,00/litro.

#### 4.2. Reduzir a viscosidade através do aquecimento do óleo vegetal refinado.

Isso é feito por meio de um dispositivo (kit com um segundo tanque) que vai instalado no veículo, e utiliza a água quente do sistema de arrefecimento do motor e também resistências elétricas, de forma que se chegue a níveis de temperatura na qual o sistema de injeção do motor consiga fazer uma atomização adequada.

Podem ser utilizados os óleos vegetais refinados na forma encontrada nos supermercados, portanto sem nenhum custo adicional.

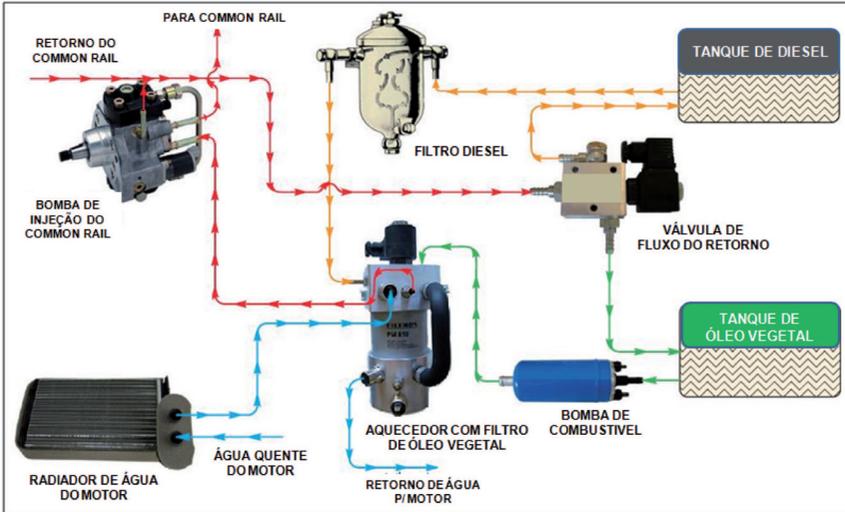
Nenhuma modificação é necessária nos motores, apenas a adição dos equipamentos (kit). A partida é feita com diesel e após o aquecimento do motor passa a utilizar óleo vegetal refinado, que está em outro tanque separado do diesel, e no momento de desligar o motor, volta para o diesel. Esse processo utiliza o diesel por um período de 5 minutos.

A seguir se apresenta o esquema de funcionamento do kit com 2 tanques.

O uso de óleo vegetal diretamente no tanque de diesel, sem os dispositivos (kit) mostrados na figura acima danificaria os motores.

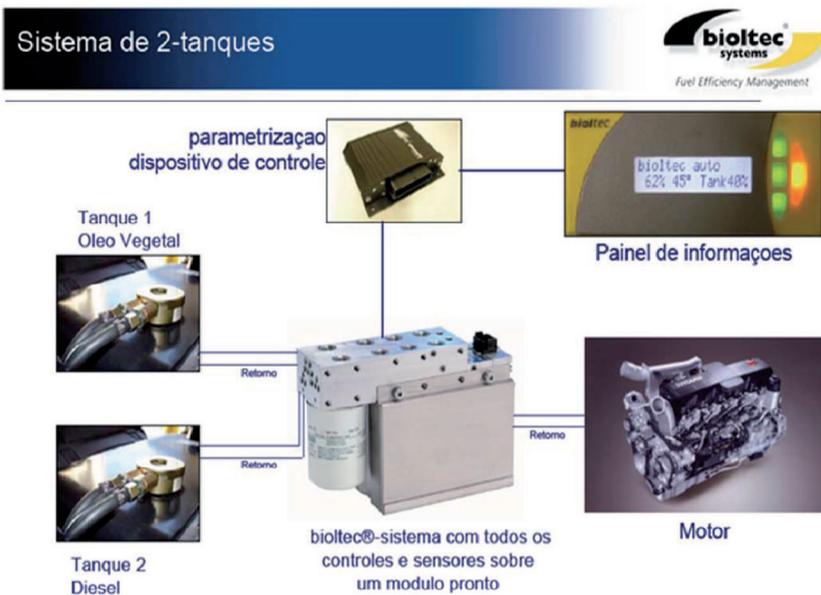
No período de 2004 a 2005, quando o preço do óleo de soja era na ordem de

KIT PARA USO DE 100% DE ÓLEO VEGETAL COM 2 TANQUES



Fonte: VoilPower.

COMPONENTES DO KIT



Fonte: do autor.

50% do preço do diesel, muitos produtores rurais no Brasil utilizaram esse óleo vegetal refinado diretamente no tanque de diesel misturado ao diesel e às vezes até puro. Os veículos e máquinas funcionaram normalmente num primeiro momento, como se estivessem operando com diesel, mas em pouco tempo houve a quebra generalizada dos motores.

O uso de óleo vegetal refinado como combustível é largamente utilizado há mais de 12 anos na Europa (principalmente na Alemanha) e também nos Estados Unidos nos mais diferentes meios de transporte e para geração de energia elétrica.

A Deutz, fabricante de tratores e motores diesel na Alemanha e Itália, lan-

çou no Agritechnica Show de Hannover na Alemanha em 2007 o modelo Agrotron Natural Power (ver figura) que foi desenvolvido para o uso de 100% de óleo vegetal refinado, utilizando o sistema de 2 tanques.

Esse trator é vendido com garantia de 2.000 horas ou 2 anos observando que o óleo vegetal refinado a ser utilizado deve atender a norma DIN V 51605.

Ensaio realizados na Alemanha com óleo de soja refinado produzido no Brasil, no padrão que vai para os supermercados, mostram que ele atende a norma acima, conforme mostra o laudo a seguir.

Basicamente, todos os óleos vegetais refinados encontrados nos supermer-



### DEUTZ-FAHR Agrotron NaturalPower



Fonte: do autor.

ASG Analytik-Service Gesellschaft mbH  
Trentiner Ring 30 • D-86356 Neusäss / Germany

Matrix Ltd.  
attn. Mr. Oliver Roth  
Wiesenstrasse 17  
PO Box 1356  
CH-8032 Zurich

your reference : -  
your order-no. : per Email  
date of order : 9/11/2007  
sample receipt : 9/17/2007  
sampling : Customer  
report date : 9/19/2007  
page : 1 of 1

**Report-No. : 156749**

Sample Designation : Refined Soybean Oil "Imcopa"  
Sample Appearance : yellowish, limpid, no free water visible, no contaminations visible, characteristic odour  
Sample Container : PE-bottle 1000 ml  
ASG-ID : 113742 Seal : -

Parameter	Method	Result	Specification E DIN 51 605	Unit
Density (15 °C)	DIN EN ISO 12185	922,8	900 - 930	kg/m <sup>3</sup>
Flash point	DIN EN ISO 2719	258	min. 220	°C
Kin. viscosity (40 °C)	DIN EN ISO 3104	32,07	max. 36,0	mm <sup>2</sup> /s
Calorific value, lower	DIN 51 900-2	36698	min. 36000	kJ/kg
Cetane number (DCN)	IP 498	39,5	min. 39	-
Carbon residue	DIN EN ISO 10370	0,31	max. 0,40	% (m/m)
Iodine value	DIN EN 14111	128	95 - 125	g Iodine/100g
Sulfur content	DIN EN ISO 20884	<1	max. 10	mg/kg
Total contamination	DIN EN 12662	16	max. 24	mg/kg
Acid value	DIN EN 14104	0,095	max. 2,0	mg KOH/g
Oxidation stability 110 °C	DIN EN 14112	8,7	min. 6,0	h
Phosphorous content	DIN EN 14107	<0,5	max. 12	mg/kg
Earth alkali content (Ca + Mg)	DIN EN 14538	<0,5	max. 20	mg/kg
Ash content	DIN EN ISO 6245	0,004	max. 0,01	% (m/m)
Water content	DIN EN ISO 12937	75	max. 750	mg/kg

  
J. Bernath



ASG Analytik-Service Gesellschaft mbH  
Trentiner Ring 30  
D-86356 Neusäss / Germany

phone ++49 821 486 25 18  
fax ++49 821 486 25 19  
e-mail inf@asg-analytik.de

General Manager  
Dr. Thomas Wiltharm  
Amtsgericht Augsburg HRB 12297

cados, como o de soja, girassol, milho, algodão, canola e milho atendem os requisitos dessa norma.

Isso facilita muito o processo, pois a indústria processadora de óleos vegetais não precisa de nenhuma mo-

dificação no processo industrial para atender esse uso como combustível.

Os óleos vegetais usados em frituras, que podem ser coletados nos restaurantes e residências, também podem ser utilizados, bastando fazer trata-

mento para colocá-los nos padrões estabelecidos na norma.

Apresentam-se, a seguir, exemplos de diversas aplicações do uso de óleo vegetal refinado como combustível



ALEMANHA

**USO DE 100% DE ÓLEO VEGETAL  
ATRAVÉS DE UM KIT COM UM 2º TANQUE**



**ÔNIBUS COM MAIS DE 700.000 km RODADOS**



ALEMANHA

**Aeroporto de Munique  
Uso de Óleo Vegetal Refinado nos tratores de manobra dos aviões.**

The screenshot shows the ATG website interface. The header includes the ATG logo and the company name 'Alternative Technology Group GmbH' with a German flag. A navigation menu on the left lists: Home, Diesel/Therm, Vegetable Oil Kit, Vegetable Oil/Genset, Prices / Order, Resellers / Converters, News, Contact, and Imprint. The main content area is titled 'News' and contains two articles. The first article, 'Change of Company Name', states that ATG Autzubehoer-Technik Gloett GmbH has been renamed to ATG Alternative Technology Group GmbH. The second article, 'Germany's Airport Munich is using Straight Vegetable Oil', reports that Gloett/Munich - FMS Airport Munich is using straight vegetable oil (SVO) for its apron vehicles. Below the text is a photograph of two green Fendt tractors with SVO conversion kits, with several people standing in front of them. A caption reads 'Handover of the SVO-converted Fendt tractors at the Airport Munich'. A small text block at the bottom of the screenshot states: 'The Fendt tractors are operating reliable and powerful at the airport ground with the ATG 2-tank-system which is already installed in over 8.000 vehicles/motors worldwide.'



ALEMANHA

## Caminhões



**3.000 Caminhões equipados por apenas um fabricante de kit.**  
Fonte: ATG



ALEMANHA

## Trem de carga usando Óleo Vegetal Refinado



## Converted Cargo Railway

Fonte: Elsbett



ALEMANHA

## Grupo Gerador MAN 12 CILINDROS – 700 HP



Fonte: ATG



JAPÃO

## Barco usando Óleo Vegetal Refinado



[www.tlwakokisen.co.jp](http://www.tlwakokisen.co.jp)



ESTADOS UNIDOS  
Philadelphia

## Ford F-350 usando 100% de Óleo Vegetal

Equipamento para coleta de óleo vegetal  
usado em restaurantes

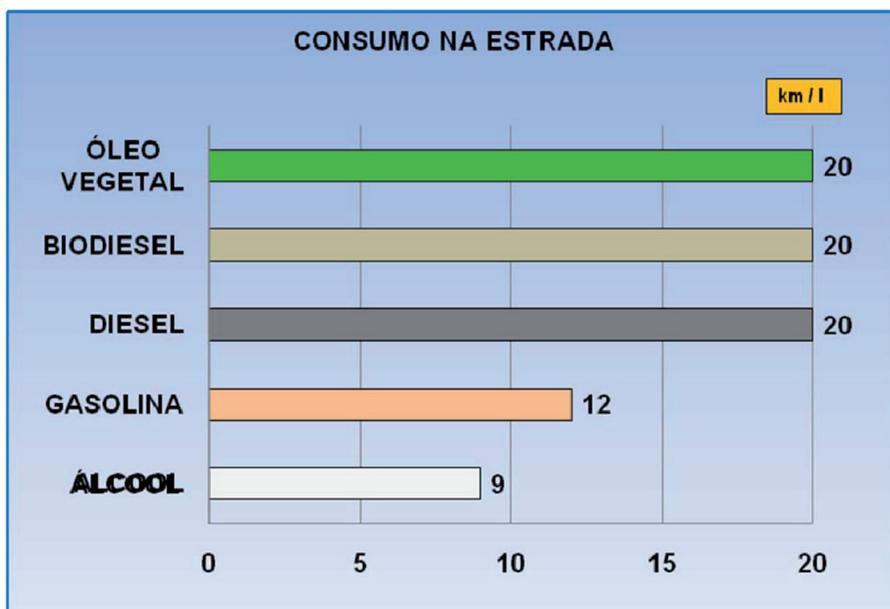


ALEMANHA

## VW GOLF COM ÓLEO VEGETAL



## COMPARATIVO DE CONSUMO COM DIFERENTES COMBUSTÍVEIS



Fonte: do autor



BRASIL - GOIÁS



**Governador de Goiás, Alcides Rodrigues,  
abastece trator da Fundação Pró-Cerrado / GO  
com 100% de Óleo Vegetal Refinado**





**BRASIL – Pontalina GO**  
**Usina de Álcool Quixadá**



**Trator operando com 100% de Óleo Vegetal Refinado**



## 5. ASPECTOS ECONÔMICOS DO USO DE ÓLEO VEGETAL REFINADO COMO COMBUSTÍVEL

Por:

Paulo de Moraes

Engenheiro Mecânico  
moraispaulo55@hotmail.com

Marcus Peixoto

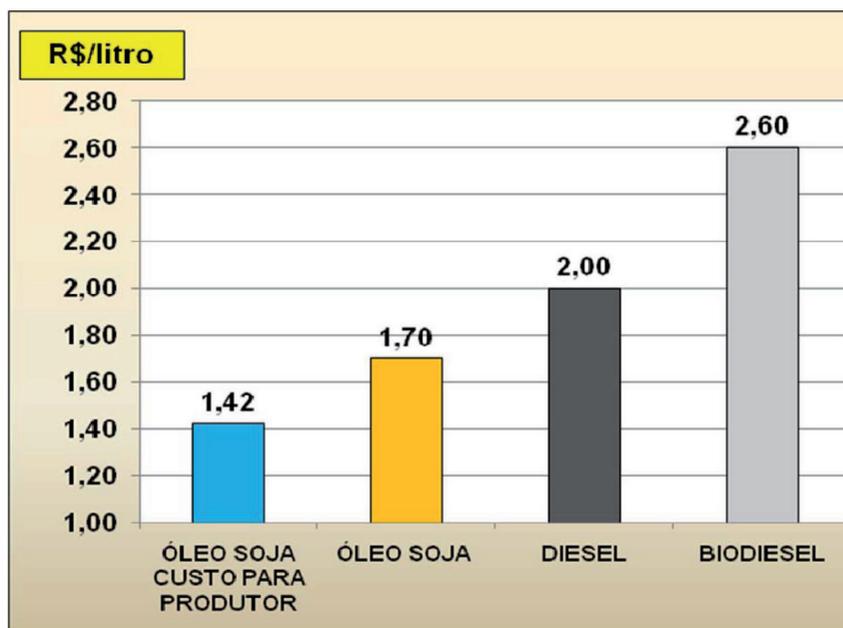
Consultor Legislativo do Senado Federal  
Área de Economia e Agricultura (marcusp@senado.gov.br)

O gráfico abaixo apresenta a diferença de preço dos combustíveis utilizados na produção agrícola e no transporte,

em fevereiro de 2010. É possível verificar o maior custo do biodiesel (R\$ 2,60/litro) em relação ao diesel. Entretanto, o óleo de soja apresenta para o produtor desta cultura um custo de R\$ 1,42. Considerando-se especificamente os preços praticados, as vantagens para o consumo de óleo de soja como combustível são evidentes, em comparação até mesmo com o diesel.

A tabela a seguir mostra a pouca movimentação de negócios envolvendo leilões de biodiesel da ANP, realizados em 2009.

### COMPARATIVO DE PREÇOS DE COMBUSTÍVEIS MATO GROSSO – FEVEREIRO 2010



Fontes: Bunge – Rondonópolis-MT – Óleo de soja refinado = R\$ 1.880,00/ton. Empresa União – Cuiabá-MT – Óleo Diesel.

ANP – Preço leilão Biodiesel 18/11/09 + ICMS (12%) + frete (R\$ 0,10/l). A indústria troca 1 ton de soja por 350 a 400 litros de óleo.

Preço do Biodiesel no leilão da ANP.

Elaboração do Autor.



RESUMO DOS LEILÕES NA FASE DA MISTURA  
OBRIGATÓRIA – 2010  
5% a partir de janeiro

	MISTURA OBRIGATÓRIA: 5% - jan/2010	
	16º Leilão <sup>c</sup> Lote 1 Edital ANP 081/09 17/11/09	16º Leilão <sup>b</sup> Lote 2 Edital ANP 081/09 17/11/09
Nº de Ofertantes	29	34
Nº de Vencedores	27	28
Volume ofertado (m <sup>3</sup> )	725.179	
Volume arrematado (m <sup>3</sup> )	460.000	115.000
Preço Máximo de Referência (R\$/m <sup>3</sup> ) <sup>d</sup>	2.350,00	
Preço Médio (R\$/m <sup>3</sup> ) <sup>d</sup>	2.328,54	2.319,18
Deságio (%)	(0,91)	(1,31)
Prazo de entrega	Jan a Mar/10	Jan a Mar/10

### 5.1. Vantagens econômicas para os produtores de soja

Maior potencial econômico teria a substituição do diesel por óleo de soja combustível pelos produtores de soja, como demonstrado nos cálculos a seguir. Cálculos preliminares deste Estudo estimam que a substituição do diesel pelo óleo vegetal processado da soja pelos agentes integrantes da cadeia produtiva da soja, somente no Estado de Mato Grosso, resultariam em uma economia potencial de R\$ 1,365 bilhão:

- O custo de produção da saca de soja está em torno de R\$ 30,00
- O custo de processamento (esmagamento e refino) da soja na indústria está em torno de US\$ 20,00/ton (R\$ 36,00 aproximadamente), o que

equivale ao custo de produção de 1,2 saca de soja (supondo R\$ 30,00 por saca)

- 1 tonelada de soja equivalem a 16,7 sacas (60 Kg/saca)
- O rendimento de 1 tonelada de soja processada equivale a 180 litros de óleo refinado mais 820 kg de farelo
- Custo de produção (de óleo + farelo) após processamento (convertido em custo de produção do grão) seria de 17,9<sup>32</sup> sacas x R\$ 30,00 = R\$ 537,00
- Com o Preço do farelo de soja em R\$ 500,00 por tonelada teríamos a seguinte receita com farelo derivada do processamento de 1 tonelada

<sup>32</sup> São as 16,7 sacas por tonelada, mais o custo de produção de 1,2 sacas

de soja: 0,82 (tonelada) x R\$ 500,00/  
ton = R\$ 410,00

- Assim, obtemos o **custo do óleo refinado para o produtor** = R\$ 537 – R\$ 410 = R\$ 127,00 /
- Para obtenção do valor por litro, dividimos o custo do óleo refinado pelo rendimento e adicionamos custo do transporte da esmagadora para a fazenda, que é de R\$ 0,10 por litro: R\$ 127,00/180 litros = R\$ 0,71/litro de óleo + R\$ 0,10/litro = **R\$ 0,81/litro** = 62%
- Participação do **consumo de diesel no custo da saca de soja** = 30 %, ou seja, um custo de R\$ 9,00/saca (equivalente a 4,3 litros de diesel/saca). Se o diesel for substituído por óleo soja, o custo para o produtor de soja seria: 4,3 litros/saca x R\$/litro 0,8 = R\$ 3,43/saca (custo/saca utilizando o óleo refinado combustível).
- **A economia com o uso de óleo refinado combustível seria a diferença a menor entre esta e o custo com o uso de óleo diesel:** R\$ 9,00 – R\$ 3,43 = **R\$ 5,57 por saca de soja.**
- **Custo da saca cairia: R\$ 30,00 – 5,57= R\$ 24,42 (18,6 % de redução do custo de produção da saca praticado atualmente).**

**Preço do diesel** para o grande consumidor (Mato Grosso)

- **R\$ 2,10/litro** (preço na bomba= R\$ 2,30/litro)
- Consumo de diesel na cadeia produtiva da soja = 150 litros/hectare

Consumo de diesel no Mato Grosso na cadeia produtiva de soja

- = 7 milhões ha x 150 litros/ha = 1,05 bilhão de litros de diesel
- **Economia resultante da diferença de preço entre o diesel e o óleo vegetal:** R\$ 2,1/litro – R\$ 0,80/litro = **R\$ 1,3/litro**
- **Economia potencial na cadeia produtiva de soja em MT** com uso de óleo vegetal refinado = 1,05 bilhão de litros x R\$ 1,3/litro = **R\$ 1,365 bilhão**

Informações adicionais:

- Aumento de consumo com o uso de óleo vegetal refinado = 3% em relação ao diesel
- Índice de substituição do consumo = 95 % do diesel (5 % = diesel para partida do motor e limpeza do circuito quando do desligamento do motor)
- Custo de troca de óleo e filtros = 15 % superior ao uso de diesel
- São 12 as capitais que sediarão os jogos da Copa 2014 = 45 mil ônibus (estimativa da frota em circulação) = consumo de 1,6 bilhão de litros de diesel/ano<sup>33</sup>

Outro modelo utilizado pelos produtores de soja tem sido a troca de grãos

<sup>33</sup> 35% do custo de empresa de ônibus urbano é com combustível (diesel), e 2,05% é a margem de lucro das empresas de ônibus. O ganho das empresas de ônibus seria de 1,6 bilhão litros x R\$ 1,3/litro = R\$ 2,08 bilhões.

por óleo, sendo a base da troca de 1 tonelada de grãos x 350 a 400 litros de óleo.

Nesse modelo o custo de óleo para o produtor de soja é:

16,7 sacas de soja x custo de R\$ 30,00/saca = R\$ 501,00

Para se obter o custo por litro, basta dividir o custo pelo volume de óleo em litros:

$R\$ 501,00 / 350 \text{ litros de óleo} = R\$ 1,43/\text{litro}$

A economia para o setor produtor de soja, neste modelo de troca de grãos por óleo é de: R\$ 670 milhões/ano, o equivalente ao preço do diesel (R\$ 2,10) menos o custo do preço do óleo (R\$ 1,43, calculado acima) vezes o volume total de combustível utilizado em uma safra (1 bilhão de litros):

$(R\$ 2,10 - R\$ 1,43) \times 1 \text{ bilhão de litros/ano} = R\$ 670 \text{ milhões/ano}$

## 5.2. Empresas de ônibus urbano

Tomando como exemplo Cuiabá, onde o preço do diesel para as empresas de ônibus urbano (grandes consumidoras) é de R\$ 2,00/litro, e que pode ser substituído por óleo de soja refinado ao preço de R\$ 1,60/litro, proporciona uma economia de R\$ 0,40/litro.

O lucro médio das empresas de ônibus urbano é da ordem de 2%. O com-

busível representa 35% dos custos. Assim uma redução de 20% (R\$ 0,40/litro), significa um aumento no lucro de 7%, sendo 3 vezes o lucro auferido com o uso de diesel, além de melhorar a qualidade do ar das cidades, a redução do tráfego de caminhões para o transporte do diesel nas rodovias do Mato Grosso, que estão em péssimo estado de conservação e altos índices de acidentes.

O uso de óleo de soja refinado com combustível irá melhorar o balanço comercial dos Estados produtores com a redução das saídas de recursos do Estado para compra de diesel, passando a ter geração de renda dentro do Estado.

Importante ressaltar os aspectos de longo prazo relativos ao uso dos óleos vegetais como combustível:

## 5.3. Uso para produção de Biodiesel

*O marco regulatório que autoriza o uso comercial do biodiesel no Brasil considera a diversidade de oleaginosas disponíveis no País, a garantia do suprimento e da qualidade, a competitividade frente aos demais combustíveis e uma política de inclusão social. As regras permitem a produção a partir de diferentes oleaginosas e rotas tecnológicas, possibilitando a participação do agronegócio e da agricultura familiar.<sup>34</sup>*

<sup>34</sup> Marco Regulatório. Disponível em [www.biodiesel.gov.br/programa](http://www.biodiesel.gov.br/programa). Acesso em 04/04/2010.

A competitividade frente aos demais combustíveis, a exemplo do etanol, deve ter uma equivalência de preços considerando também o consumo de cada combustível. No caso o diesel comparando com o biodiesel.

Está em curso teste em ônibus urbanos de Curitiba, operando com 100% de biodiesel (B-100), e foi publicado que o consumo é de 8% superior ao do diesel. Nessa condição, o biodiesel para ser competitivo frente ao diesel, deve ter preço 8% inferior ao do diesel. O preço médio do diesel nos postos em Curitiba é de R\$ 1,85/litro<sup>35</sup>. Os grandes consumidores conseguem preços na ordem de 10% abaixo do praticado nas bombas dos postos o que leva o preço a R\$ 1,66/litro.

Considerando o consumo de 8% superior ao do diesel, e visando à competitividade, o biodiesel deveria ser vendido ao grande consumidor ao preço de R\$ 1,53/litro, com todos os impostos e o frete incluso.

Para se vender biodiesel a R\$ 1,53/litro é necessário fazer aquisição de óleo vegetal a R\$ 0,70/litro. Este valor não remunera os custos de produção dos produtores de óleo vegetal, portanto totalmente inviável e sem nenhum interesse para os produtores.

Portanto o Programa de Biodiesel irá forçar para baixo os preços dos óleos vegetais, buscando sua competitividade em relação ao diesel, mas tirando a rentabilidade do setor produtor,

principalmente o do produtor agrícola.

#### 5.4. Uso do óleo vegetal refinado direto

O preço que o consumidor de óleo vegetal refinado, com o uso do kit, pode pagar pelo óleo, para substituir o diesel é R\$ 1,60 (R\$ 1,66 – 5% que é o consumo maior que o óleo vegetal refinado tem em relação ao diesel).

Esse valor é atrativo para o produtor de óleo vegetal refinado e consegue remunerar de maneira adequada o produtor rural, inclusive criando um mecanismo de indexação de preço ao diesel, o que proporciona uma estabilidade de preço para o óleo vegetal e permite planejamento de investimento a longo prazo, o que é bem visto pelo setor produtor.

#### 5.5. Cidade de São Paulo

O Prefeito de São Paulo Gilberto Kasab aprovou a Lei nº 14.933 de 05 de Junho de 2009 que instituiu a política de mudança no clima no município de São Paulo<sup>36</sup>.

A artigo 50 dessa lei estabelece que, a partir de 2018, todos os ônibus do sistema de transporte público do município não mais utilizarão diesel de petróleo e deverão utilizar combustíveis renováveis. Também estabelece que haverá o corte no uso do diesel

<sup>35</sup> Conforme site: [www.precodoscombustiveis.com.br/postos/cidade/4005/pr/Curitiba](http://www.precodoscombustiveis.com.br/postos/cidade/4005/pr/Curitiba), Acesso em 10/04/2010.

<sup>36</sup> Disponível em: [http://www.cogen.com.br/legislacao/mambiente/2009/Lei\\_Municipal\\_SP\\_%20Nº\\_14.933\\_05jun2009.pdf](http://www.cogen.com.br/legislacao/mambiente/2009/Lei_Municipal_SP_%20Nº_14.933_05jun2009.pdf)

de petróleo de 10% ao ano, iniciando em 2009.

De forma efetiva e imediata, só há duas opções para a substituição do diesel: biodiesel e óleo vegetal refinado com o uso do kit com segundo tanque. No caso da opção pelo biodiesel, o custo para as empresas, será de R\$ 2,60/litro. O óleo vegetal refinado poderá ser de R\$ 1,60/litro.

### 5.6. Ganhos socioeconômicos em comunidades isoladas

Além do uso para movimentação de veículos de carga, máquinas agrícolas e transporte público, há uma finalidade ainda mais nobre para o óleo vegetal como combustível, em substituição ao diesel. Trata-se do uso em motores estacionários, destinados à produção de energia elétrica em comunidades distantes dos grandes centros, desprovidas de sistemas de transmissão de energia elétrica, onde o preço do diesel é elevado devido ao custo do seu transporte.

Nesse sentido, alguns trabalhos atestam a eficiência técnica e socioeconômica da substituição do diesel pelo óleo vegetal como combustível. Soares, Vieira e Nascimento<sup>37</sup> (2000) realizaram testes com duração total de 400 horas, utilizando óleo de dendê “*in natura*” como combustível em um grupo gerador diesel convencio-

nal. Apesar de alguns problemas, os autores concluíram que

*o motor funcionou bem durante as 400 horas com óleo de dendê. No entanto, houve uma queda de 6% na potência, ao longo dos testes. Isto foi devido à acumulação de sujeira na bomba injetora e, secundariamente, à carbonização das câmaras de combustão. Ocorreram problemas iniciais de coqueificação com obstrução parcial dos bicos injetores, mas isto parece ter sido resolvido a contento através do ajuste do aquecimento do óleo de dendê.*

Os custos de geração elétrica quando operando com óleo de dendê foram projetados a partir das manutenções verificadas nestes testes e também levando em conta os dados reportados de outros testes de maior duração. Estas projeções limitaram o uso econômico do óleo de dendê a situações em que o mesmo fosse pelo menos 25% mais barato que o diesel, e onde o gerador utilizado tivesse uma potência relativamente elevada (~100kW).

Ao mesmo tempo, a análise dos dados disponíveis indica que as manutenções e os custos associados podem ser drasticamente reduzidos através de cuidados com a filtração, decantação e controle de acidez do óleo de dendê. Isto tornaria o óleo de dendê competitivo com o diesel mesmo em condições de igualdade de preços e também na aplicação em pequenos geradores. Na aplicação do óleo vegetal em substituição ao diesel, deve-se utilizar preferencialmente motores com injeção indireta. Estes são fabri-

<sup>37</sup> SOARES, Guilherme F.W.\*; VIEIRA, Leonardo S.R.; NASCIMENTO, Marcos V. G. **Operação de um Grupo Gerador Diesel Utilizando Óleo Vegetal Bruto como Combustível.** CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da UNICAMP. Disponível em: [http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/anais/2000/15\\_7.pdf](http://www.nipeunicamp.org.br/agrener/anais/2000/15_7.pdf)

cados no Brasil para geradores de até ~10kW a 1800rpm.

Outro experimento foi conduzido por Fonseca<sup>38</sup> (2007) em sua dissertação de mestrado, que utilizou o óleo de dendê para testar a sua eficiência em substituição ao diesel na geração de energia elétrica. Segundo esse autor, a escolha do dendê se deu por sua grande disponibilidade e facilidade de cultivo na região Norte do país, lugar onde é necessária uma geração distri-

*constitui uma importante propriedade intrínseca dos óleos vegetais, de considerável influência no mecanismo de pulverização do jato de combustível, afetando por isso o funcionamento do sistema de injeção e refletindo no processo de combustão, de cuja eficiência dependerá a potência máxima desenvolvida.*

Devidamente aquecido, o óleo de dendê passa a apresentar viscosidade próxima à do diesel:

Viscosidade dos combustíveis

Combustível	Viscosidade (mm <sup>2</sup> /s)
Diesel a 25°C	8,325
Dendê a 60°C	20,68 ± 0,09
Dendê a 100°C	8,32 ± 0,04

Fonte: Fonseca (2007).

buída de energia. Além disso, a cultura de dendê tem reduzidos níveis de impacto ambiental (necessita de pouco emprego de defensivos agrícolas) e grandes níveis de seqüestro de carbono, possuindo mais de 50 produtos industrializados, propiciando o aumento da renda familiar na plantação.

Segundo o autor, diversas características do óleo vegetal como combustível são importantes e devem ser consideradas. Entre elas,

*a viscosidade, que é a medida da resistência interna oferecida ao escoamento de um líquido,*

Coelho *et alii*<sup>39</sup> (2004) testaram na comunidade Vila Soledade, pertencente ao Município de Moju, no Estado do Pará, um kit conversor para permitir que um motor operasse com óleo vegetal de dendê, para produção de energia elétrica<sup>40</sup>. Os autores conclu-

<sup>39</sup> COELHO, Suani Teixeira, SILVA, Orlando Cristiano da, VELÁZQUEZ, Sílvia Maria Stortini González, MONTEIRO, Maria Beatriz C.A. SILOTTI, Carlos Eduardo Grassi. **A utilização de óleo de palma "in natura" como combustível em grupos geradores a diesel.** Trabalho apresentado e publicado no I Congresso Internacional de Bioenergia, 18 a 21 de Outubro de 2004 em Campo Grande, MS. Disponível em: [http://cenbio.iee.usp.br/download/projetos/provegam\\_bioe.pdf](http://cenbio.iee.usp.br/download/projetos/provegam_bioe.pdf). Outra publicação sobre o mesmo experimento pode ser acessada em: COELHO, Suani Teixeira, SILVA, Orlando Cristiano da, VELÁZQUEZ, Sílvia Maria Stortini González *et al.* **Implantação e testes de utilização de óleo vegetal como combustível para diesel geradores em comunidades isoladas da Amazônia.** In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. **Proceedings online.** Disponível em: <[http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=MSC000000022004000200005&lng=en&nrm=abn](http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC000000022004000200005&lng=en&nrm=abn)>. Acesso em: 08 de fevereiro de 2010.

<sup>40</sup> O experimento foi realizado no âmbito do Projeto PROVEGAM, "Implantação e teste de uma unidade

<sup>38</sup> FONSECA, Clóvis Henrique Meirelles. **Substituição do Óleo Diesel por Combustível Alternativo na Geração de Energia Elétrica**, maio de 2007. Dissertação de Mestrado Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Rio de Janeiro. Disponível em: [http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0412756\\_07\\_cap\\_03.pdf](http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0412756_07_cap_03.pdf).

fram que é viável a utilização do óleo de dendê nos locais em que a população possa produzir seu próprio combustível e que o óleo diesel chega com um alto custo. Para eles,

*a utilização de energia elétrica sem interrupções, gerada diariamente pelo grupo gerador operando com óleo de dendê, proporcionou para a população um aumento de renda, já que a mesma pode usufruir de equipamentos, que antes não poderiam ser utilizados devido à falta de energia elétrica.*

Moret (2007) desenvolveu um estudo sobre mecanismos para a determinação e domínio de geração de energia a partir de óleos vegetais de oleaginosas adaptadas ao Estado de Rondônia para a Reserva extrativista (RESEX) Ouro Preto (criada pelo Decreto nº 99.166, de 13 de março de 1990), envolvendo a Associação de Seringueiros Agro-Estrativistas do Baixo Rio Ouro Preto (ASAEX). O autor concluiu que

*A partir da sustentabilidade como referencial de análise, do modelo de intervenção proposto, dos dados e análises apresentados, e considerando que: a proposição de geração de energia com óleos vegetais pode modificar as variáveis sócio-econômicas, é possível concluir que a implementação de projetos dessa natureza em reservas extrativistas pode ser um dos mecanismos para a consolidação econômica das comunidades extrativistas e de preservação e manutenção dos ecossistemas existentes nesses locais.*

## 5.7. Crédito de carbono

A substituição de diesel por óleo vegetal refinado gera créditos de carbono através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL). A taxa de conversão é de 2,799 Kg de CO<sub>2</sub> /litro de diesel substituído. Para dar uma noção em termos financeiros dos ganhos de crédito de carbono, tomaremos como exemplo a cidade de São Paulo:

- Frota de ônibus urbano:	14.000
- Consumo anual de diesel:	430 milhões de litros
- Fator de emissão:	2,799 Kg de CO <sub>2</sub> /litro de diesel
- Emissão anual:	1,2 milhão de ton de CO <sub>2</sub>
- Valor dos Créditos de Carbono:	€ 10/ton
- Valor Anual:	€ 12 milhões

de demonstração de utilização energética de óleos vegetais”, convênio FINEP/CTENERG 23.01.0646.00, uma parceria entre o CENBIO – Centro Nacional de Referência em Biomassa, do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, o Biomass Users Network do Brasil (BUN), a Embrapa Amazônia Oriental, a Agropalma, a Prefeitura do município de Moju e a COPPE da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

## 6. ASPECTOS AMBIENTAIS E DE SAÚDE PÚBLICA

Por:

Paulo de Moraes

Engenheiro Mecânico  
moraispaulo55@hotmail.com

### 6.1. Acroleína

Os adversários do uso de óleo vegetal refinado como combustível têm difundido falsas informações segundo as quais a queima de óleo vegetal refinado emitiria acroleína, que é uma substância que causa danos a trato respiratório e causa câncer. Por outro lado, afirmam que a queima de biodiesel não emite acroleína, em face da retirada da glicerina no processo de transesterificação que dá origem a acroleína.

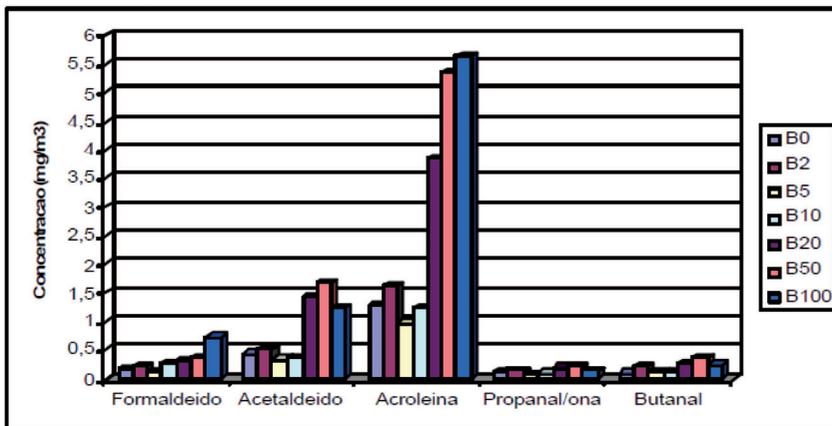
Dois pontos devem ser destacados:

#### 6.1.1. Acroleína é emitida na queima de biodiesel, diesel, gasolina e etanol.

Estudo apresentado em 2005 na reunião da Sociedade Brasileira de Química, sob o título: Determinação de compostos carbonílicos (C1-C4) em fase vapor emitidos de motor usando misturas biodiesel – diesel, mostra as concentrações de acroleína no diesel puro (B0) passando por misturas até chegar ao biodiesel puro (B100), indicado no gráfico abaixo, que é parte do estudo.

Trabalho desenvolvido pelo Instituto Tecnológico do Paraná (TECPAR), e apresentado no IV Simpósio Brasil Alemanha em Outubro de 2009, comprova a presença de acroleína no diesel e no biodiesel (B20), conforme mostra a tabela a seguir.

Comparação das concentrações dos carbonílicos emitidos entre os diferentes combustíveis testados em 5 minutos de amostragem



	CICLO – US75					Proced. EPA	Total de Aldeídos				Marcha Lenta 900 rpm
	NMHC [g/mi]	HC [g/mi]	CO [g/mi]	NOx [g/mi]	CO <sub>2</sub> [g/mi]		Mat. Part. [g/mi]	Form. [g/mi]	Acet. [g/mi]	Acrol. [g/mi]	
Diesel (CFR)	0,081 (0,007)	0,089 (0,007)	0,321 (0,018)	0,695 (0,019)	284 1,722	0,057 (0,008)	0,0070 (0,0018)	0,0038 (0,0003)	0,0016 0,0002	0,0124 (0,002)	0,0
Biod. B-20	0,078 (0,010)	0,087 (0,010)	0,268 (0,010)	<b>0,708</b> (0,007)	282 (1,00)	0,057 (0,008)	0,0061 (0,0004)	0,0034 (0,0003)	0,0012 (0,0002)	0,0107 (0,0007)	0,0
Limites	<b>0,25</b>	-----	<b>3,40</b>	<b>1,000</b>	-----	<b>0,080</b>	-----	-----	-----	-----	<b>0,5</b>

Dados obtidos em ensaios no Laboratório de Emissões da VWB-Planta Anchieta abril 2007



39/42

### 6.1.2. Acroleína não é cancerígena

A Organização Mundial de Saúde através da Agencia Internacional para pesquisa do câncer (IARC), avalia e classifica os agentes cancerígenos. Na classificação a acroleína está no grupo 3 (Não classificados como cancerígeno para humanos), conforme lista de classificação a seguir<sup>41</sup>.

O diesel está classificado no grupo 2A (provavelmente cancerígeno para humanos).

A **Agency for Toxic Substances and Disease Registry (ATSDR)**, órgão do Ministério da Saúde do Governo dos Estados Unidos não classifica a acroleína como cancerígena, conforme extrato de estudo reproduzido<sup>42</sup> na página seguinte.

<sup>41</sup> Disponível em: <http://monographs.iarc.fr/ENG/Classification/index.php>

<sup>42</sup> **Public Health Statement for Acrolein (Acroleína)**, August 2007. Disponível em: <http://www.atsdr.cdc.gov/toxprofiles/phs124.html>.

*Ninguém sabe se respirar ou comer acroleína ou espirrá-la em sua pele causa defeitos em fetos, afeta sua habilidade em gerar filhos ou causa câncer. O Ministério da Saúde não tem classificado a acroleína de acordo com sua carcinogenicidade. A Agência Internacional de Pesquisa do Câncer (IARC) determinou que a acroleína não é classificável por carcinogenicidade em humanos. A carcinogenicidade da acroleína não pode ser determinada com base em dados inadequados. (tradução do autor)*

### 6.2. Mutagenicidade

Estudos realizados na Universidade de Offenburg na Alemanha, pelo Professor Dr. Richard Zahoransky sob o título: Características, emissões e efeitos mutagênicos de materiais particulados de óleo vegetal não esterificado (não é biodiesel) como combustível de motores concluem<sup>43</sup>:

<sup>43</sup> ZAHORANSKY, Richard. **Non-Esterified Plant Oils as Fuel-Engine Characteristics, Emissions and Mu-**



### Complete List of Agents evaluated and their classification

**Important:** These lists should be read only in conjunction with the [Preamble](#) to the IARC Monographs (updated in January 2006) and it is strongly recommended to refer also to the individual Monographs concerning the agents, mixtures and exposures in which you maybe interested. These lists will be updated regularly.

Each Monograph consists of a brief description, where appropriate, of the potential exposure to the agent or mixture, by providing data on chemical and physical properties, methods of analysis, methods and volumes of production, use and occurrence. For exposure circumstances, a history and description of the exposure are given. Then, the relevant epidemiological studies are summarized. Subsequent sections cover evidence for carcinogenicity obtained in experimental animals, and a brief description of other relevant data, such as toxicity and genetic effects. The Agency makes every effort to ensure that the factual material presented is reported without bias, and it is meticulously checked for accuracy.

The Monographs are used widely by research scientists, public health authorities and national and international regulatory authorities. These users apply the information contained in the monographs in different ways, but it is hoped that none use the overall evaluations of carcinogenicity in isolation from the body of scientific evidence on which they are based.

Group 1: The agent is *carcinogenic to humans*.

Group 2A: The agent is *probably carcinogenic to humans*.

Group 2B: The agent is *possibly carcinogenic to humans*.

Group 3: The agent is *not classifiable as to its carcinogenicity to humans*.

Group 4: The agent is *probably not carcinogenic to humans*

CAS No	Agent	Group	Vol.	Year
026148-68-5	A- $\alpha$ -C (2-Amino-9H-pyrido[2,3-b]indole)	2B	40, Suppl. 7	1987
000083-32-9	Acenaphthene <sub>95-69-2</sub>	3	92	in prep.
025732-74-5	Accepyrene (3,4-dihydrocyclopenta[cd]pyrene)	3	92	in prep.
000075-07-0	Acetaldehyde	2B	36, Suppl. 7, 71	1999
000060-35-5	Acetamide	2B	7, Suppl. 7, 71	1999
059277-89-3	Aciclovir	3	76	2000
000494-38-2	Acridine orange	3	16, Suppl. 7	1987
008018-07-3	Acriflavium chloride	3	13, Suppl. 7	1987
000107-02-8	Acrolein	3	63	1995
000079-06-1	Acrylamide (NB: Overall evaluation upgraded from 2B to 2A with supporting evidence from other relevant data)	2A	60	1994
000079-10-7	Acrylic acid	3	19, Suppl. 7, 71	1999

			71	
000062-73-7	Dichlorvos	2B	53	1991
000115-32-2	Dicofol	3	30, Suppl. 7	1987
069655-05-6	Didanosine	3	76	2000
000060-57-1	Dieldrin	3	5, Suppl. 7	1987
001464-53-5	Diepoxybutane	2B	11, Suppl. 7, 71, 97	2008
	Diesel engine exhaust	2A	46	1989

- Os motores diesel corretamente adaptados para utilizarem óleo vegetal refinado, através do kit com segundo tanque, apresentam significativa queda no efeito mutagênico em relação ao diesel. (AMES Test);
- As emissões de CO, HC (Hidrocarbonetos não queimados) e MP (Material particulado) são significativamente menores, exceção ao NOx (Óxido de nitrogênio) cuja emissão é 10% superior à do diesel, mas que ainda se encontra dentro dos níveis de emissão Euro 5.

---

**tagenic Effects of Particulate Matter.** Offenburg : Fakultät Maschinenbau und Verfahrenstechnik (M+V). 90-97. Disponível em: [http://www.iaf.fh-offenburg.de/Forschungsberichte/2009/Fuel\\_Engine\\_Characteristic.pdf](http://www.iaf.fh-offenburg.de/Forschungsberichte/2009/Fuel_Engine_Characteristic.pdf). Acesso em 20/05/2010.

## 7. TRIBUTAÇÃO

Por:

Raphael Borges Leal de Souza

Consultor Legislativo do Senado Federal  
Área de Direito Tributário (raphael@senado.gov.br)

### 7.1. Tributação atual dos óleos vegetais

No âmbito interno, os tributos de interesse são a Contribuição para os Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP), a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), ambos de competência federal, e o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), de competência estadual.

O Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), conforme dispõe o Decreto nº 6.006, de 28 de dezembro de 2006, incide sobre os óleos vegetais com alíquota zero<sup>44</sup>. O Imposto de Importação incide a alíquotas de 10% ou 12%, dependendo do tipo de óleo<sup>45</sup>.

A tributação pela Contribuição para o PIS/Pasep e pela Cofins segue o modelo geral fixado pela legislação de referência: Lei nº 9.715, de 25 de novembro de 1998, Lei nº 9.718, de 27 de novembro de 1998, Lei nº 10.637, de 30 de dezembro de 2003, Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, e Lei nº 10.865, de 30 de abril de

2004<sup>46</sup>. Assim, nos regime de tributação cumulativa, as alíquotas são menores (0,65% e 3%, respectivamente), mas não geram direito a crédito do imposto pago na operação anterior. Já no regime cumulativo, as alíquotas são 1,65% e 7,6%, havendo crédito do valor pago na etapa anterior.

Lembramos que o art. 8º da Lei nº 10.925, de 23 de julho de 2004, possibilita às pessoas jurídicas, inclusive cooperativas, que produzam mercadorias classificadas no capítulo 15 da Tabela de Incidência do IPI<sup>47</sup>, **destinadas à alimentação humana ou animal**, a utilização de crédito presumido calculado sobre os insumos necessários à prestação de serviços e à produção ou fabricação de bens ou produtos destinados à venda, adquiridos de pessoa física ou recebidos de cooperado pessoa física, para dedução da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins devidas em cada período de apuração.

O ICMS, por sua vez, é tributo de competência estadual, previsto no art. 155, inciso II, da Constituição Federal (CF).

Em virtude da autonomia tributária dos Estados e do Distrito Federal (DF), uma vez respeitados os parâmetros fixados na própria CF, esses entes federados podem escolher quais produtos tributar e com que alíquotas.

Desse modo, a tributação do óleo vegetal refinado pelos Estados varia. Podem-se mencionar, a título exemplificativo, as seguintes alíquotas de ICMS:

<sup>44</sup> Posições 15.07 a 15.15 da Tabela de Incidência do IPI.

<sup>45</sup> Destoa dessas alíquotas aquela referente ao óleo de amêndoa de palma (dendê), cujo percentual é de 2%.

<sup>46</sup> As alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins incidentes na importação são 1,65% e 7,6%, respectivamente.

<sup>47</sup> No qual se encontram os óleos vegetais.

ESTADO	ALÍQUOTA	LEGISLAÇÃO
Amazonas	12%	Decreto nº 20.686, de 28 de dezembro de 1999 <sup>a</sup>
Mato Grosso	12%	Lei nº 7.098, de 30 de dezembro de 1998
Bahia	17%	Lei nº 7.014, de 04 de dezembro de 1996
Mato Grosso do Sul	17%	Decreto nº 9.203, de 18 de setembro de 1998
Minas Gerais	18%	Decreto nº 43.080, de 13 de dezembro de 2002
Paraná	18%	Lei nº 11.580, de 14 de novembro de 1996 <sup>b</sup>
São Paulo	18%	Decreto nº 45.490, de 30 de novembro de 2000

<sup>a</sup> De acordo com o art. 38 do Decreto Estadual nº 23.994, de 29 de dezembro de 2003, nas operações com óleo comestível de soja (integrante da cesta básica), fica reduzida a base de cálculo do ICMS de forma que a carga tributária líquida corresponderá a 1% (um por cento) sobre o valor da operação.

<sup>b</sup> A Lei Estadual nº 14.978, de 28.12.2005, isenta de ICMS as operações internas que destinem óleos refinados de soja, de milho, de canola e de girassol (integrantes da cesta básica) a consumidores finais.

Vale destacar que o óleo de soja refinado é item integrante da cesta básica, havendo possibilidade de os Estados, por meio de legislação específica e com apoio no Convênio<sup>48</sup> ICMS nº 128, de 20 de outubro de 1994, estabelecerem carga tributária mínima de 7% (sete por cento) do ICMS nas saídas internas de mercadorias que compõem a cesta básica. No ponto, deve ser esclarecido que a redução da alíquota, quando implementada pelos Estados, tem sido interpretada restritivamente, valendo apenas para os casos de venda ao consumidor final.

Há também o Convênio ICMS nº 144, de 14 de dezembro de 2007, que autoriza os Estados e o Distrito Federal a conceder isenção do ICMS devido na saída de óleo comestível **usado** destinado à utilização como insumo industrial, especialmente na indústria saboeira e na produção de biodiesel (B-100).

<sup>48</sup> O art. 155, § 2º, XII, g, da CF dispõe que cabe à lei complementar regular a forma como, mediante deliberação dos Estados e do Distrito Federal, isenções, incentivos e benefícios fiscais serão concedidos e revogados. Essa Lei Complementar é a de nº 24, de 7 de janeiro de 1975, que foi recepcionada pela CF. Os convênios são realizados no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), formado por representantes de todos os Estados e do Distrito Federal (Secretários de Fazenda) e presidido pelo Ministro da Fazenda.

## 7.2. Tributação de combustíveis<sup>49</sup>

### 7.2.1. Contribuição para o PIS/Pasep e Cofins

A incidência da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins sobre combustíveis está regida pela Lei nº 9.718, de 1998, com as alterações promovidas pelas Leis nºs 10.865, de 2004, e 11.727, de 27 de junho de 2008.

No caso dos derivados do petróleo, o art. 4º da Lei nº 9.718, de 1998, estipula a **incidência concentrada** dos tributos na **produção** e na **importação**. Desse modo, a Contribuição para o PIS/Pasep e a Cofins são calculadas por meio da aplicação, sobre a receita bruta decorrente da venda dos produtos, das alíquotas abaixo:

- a) 5,08% e 23,44%, respectivamente, no caso de gasolinas e suas correntes, exceto gasolina de aviação;
- b) 4,21% e 19,42%, respectivamente, no caso de óleo diesel e suas correntes;

<sup>49</sup> O art. 155, § 3º, da Constituição Federal veda a incidência do IPI nas operações com combustíveis.

- c) 10,2% e 47,4%, respectivamente, no caso de gás liquefeito de petróleo (GLP) derivado de petróleo e de gás natural;
- d) 0,65% e 3%, respectivamente, nas demais atividades.

O art. 5º da Lei nº 9.718, de 1998, determina as regras para a tributação do álcool, inclusive para fins carburantes. Atualmente, com as alterações promovidas pela Lei nº 11.727, de 2008 (objeto da conversão da polêmica Medida Provisória nº 413, de 3 de janeiro de 2008), a incidência da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins sobre o produto, respeitado o regime da não-cumulatividade, está dividida entre a produção e a distribuição, da seguinte forma: (i) 1,5% e 6,9%, respectivamente, no caso de produtor ou importador; e (ii) 3,75% e 17,25%, no caso de distribuidor.

As alíquotas das contribuições ficam reduzidas a zero quando as receitas de venda de álcool são auferidas por distribuidor, **no caso de venda de álcool anidro adicionado à gasolina**; por comerciante varejista, em qualquer caso; e nas operações realizadas em bolsa de mercadorias e futuros<sup>50</sup>.

Também há a previsão de regime especial de tributação, pelo qual pode optar o contribuinte (art. 5º, § 4º, da Lei nº 9.718, de 1998), no qual as alíquotas específicas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins são fixadas, respectivamente, em R\$ 23,38 e R\$ 107,52, por metro cúbico de ál-

cool, para o produtor ou importador, e em R\$ 58,45 e R\$ 268,80, por metro cúbico de álcool, para o distribuidor.

Consoante o § 8º do art. 5º da Lei nº 9.718, de 1998, o Poder Executivo está autorizado a fixar coeficientes para redução das alíquotas previstas e dos valores fixados.

### 7.2.2. CIDE- Combustíveis

A Cide-Combustíveis, instituída pela Lei nº 10.336, de 19 de dezembro de 2001, tem como fato gerador a importação e a comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool etílico combustível (hidratado).

Pode incidir sobre operações envolvendo gasolina, diesel, querosene de aviação, outros querosenes, óleos combustíveis com alto teor de enxofre, óleos combustíveis com baixo teor de enxofre, gás liquefeito de petróleo, inclusive o derivado de gás natural e da nafta, e álcool etílico combustível.

Conforme art. 9º da Lei nº 10.336, de 2001, o Poder Executivo, até os limites fixados no art. 5º da mesma norma, pode diminuir e restabelecer as alíquotas específicas incidentes sobre os produtos mencionados. Diante disso, na prática, atualmente **apenas a gasolina e o diesel são tributados, a alíquotas específicas de R\$ 230,00 e R\$ 70,00 por metro cúbico, respectivamente**<sup>51</sup>.

<sup>50</sup> Não se aplica a alíquota zero às operações em que ocorra liquidação física do contrato.

<sup>51</sup> Decreto nº 5.060, de 30 de abril de 2004, com redação dada pelo Decreto nº 6.875, de 8 de junho de 2009. Ressaltamos que a alíquota específica aplicável

A Cide-Combustíveis tem seus parâmetros previstos no art. 177, § 4º, da Constituição, e em referido dispositivo não há autorização para sua incidência em combustíveis de maneira geral, mas apenas naqueles expressamente mencionados.

### 7.2.3. ICMS

Como visto, o ICMS é tributo estadual e, no que toca a sua incidência sobre combustíveis, nota-se uma disparidade de alíquotas entre os vários Estados, mais acentuada em relação ao etanol do que à gasolina. Com base em dados relativos a janeiro de 2008<sup>52</sup>, a alíquota mais alta a incidir sobre operações com álcool hidratado é a do Pará, no patamar de 30%, enquanto a mais baixa é a de São Paulo, de 12%. Em 16 Estados e no DF, a alíquota foi fixada em 25%. Há, ainda, alíquotas de 27%, 24%, 20%, 19% e 18%. **A alíquota média é de 17,16%.**

A alíquota do ICMS para operações com gasolina foi fixada em 31% no Rio de Janeiro e 30% no Pará. A grande maioria dos Estados nordestinos a estabeleceu em 27%, à exceção do Piauí e do Rio Grande do Norte que, juntamente com mais 13 Estados, fixaram a alíquota em 25%. Paraná e Goiás têm alíquotas de 26%. **A média nacional fica em 25,91%.**

à gasolina e suas correntes foi reduzida a R\$ 150,00 por metro cúbico entre 5 de fevereiro de 2010 e 30 de abril de 2010 pelo Decreto nº 7.095, de 4 de fevereiro de 2010.

<sup>52</sup> Fonte: Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis e de Lubrificantes (Sindicom).

### 7.2.4. Tributação do Biodiesel

A Lei nº 11.116, de 18 de maio de 2005, dispõe sobre o Registro Especial, na Secretaria da Receita Federal do Brasil, de produtor ou importador de biodiesel, e sobre a incidência da Contribuição para o PIS/Pasep e da Cofins sobre as receitas decorrentes da venda desse produto.

Segundo o art. 3º da norma, a Contribuição para o PIS/Pasep e a Cofins incidirão, uma única vez, sobre a receita bruta auferida, pelo produtor ou importador, com a venda de biodiesel, às alíquotas de 6,15% e 28,32%, respectivamente, havendo possibilidade de opção, pelo contribuinte, de regime especial de apuração e pagamento das contribuições, no qual os valores são fixados, respectivamente, em R\$ 120,14 e R\$ 553,19 por metro cúbico (art. 4º).

O art. 5º da lei autoriza o Poder Executivo a fixar coeficiente para redução das alíquotas específicas previstas no art. 4º, o qual poderá ser alterado, a qualquer tempo, para mais ou para menos. Atualmente, o Decreto nº 5.297, de 6 de dezembro de 2004, além de definir biodiesel como *combustível para motores a combustão interna com ignição por compressão, renovável e biodegradável, derivado de óleos vegetais ou de gorduras animais, que possa substituir parcial ou totalmente o óleo diesel de origem fóssil*, fixa os coeficientes de redução das alíquotas, em 0,7357. Assim, estão elas estabelecidas em R\$ 31,75 para a

Contribuição para o PIS/Pasep, e R\$ 146,20, para a Cofins.

No Decreto, em atendimento ao § 1º do art. 5º da Lei nº 11.116, de 2005, estão estabelecidas, também, as **alíquotas diferenciadas** (menores) das contribuições, fixadas em função (i) da matéria-prima utilizada na produção do biodiesel, segundo a espécie; (ii) do produtor-vendedor; (iii) da região de produção da matéria-prima; (iv) da combinação dos fatores anteriores.

Desse modo, para o biodiesel fabricado a partir de mamona ou fruto, caroço ou amêndoa de dendê produzidos nas Regiões Norte e Nordeste e no Semi-Árido, as alíquotas são reduzidas pelo coeficiente de 0,775.

No caso do biodiesel fabricado a partir de matérias-primas adquiridas de agricultor familiar enquadrado no Programa Nacional de Fortalecimento da Agricultura Familiar (PRONAF), o redutor é de 0,896.

Finalmente, se há a conjugação dos dois requisitos dispostos acima, o redutor equivale a 1 (um), o que a zera as alíquotas das contribuições, conforme tabela abaixo.

Em relação ao ICMS, menciona-se a vigência do Convênio ICMS nº 113, de 6 de outubro de 2006<sup>53</sup>, que reduz a base de cálculo desse tributo, de forma que a carga tributária nas operações com biodiesel (B-100) resultante da industrialização de grãos, sebo bovino, sementes e palma seja equivalente a 12% (doze por cento).

Coeficientes e valores de PIS/Pasep e Cofins para o biodiesel

Matéria-prima	Região	Tipo de agricultura	Coeficiente de Redução	PIS/Pasep + Cofins por metro cúbico
Qualquer	Qualquer	Qualquer	0,7357	R\$ 177,95
Mamona ou Palma	Norte, Nordeste ou Semi-árido	Qualquer	0,7750	R\$ 151,50
Qualquer	Qualquer	Familiar/Pronaf	0,8960	R\$ 70,02
Mamona ou Palma	Norte, Nordeste ou Semi-árido	Familiar/Pronaf	1,0000	R\$ 0,0000

<sup>53</sup> Com redação dada pelo Convênio ICMS nº 160, de 15 de dezembro de 2006.

## 8. ANTECEDENTES HISTÓRICOS E PROPOSIÇÕES LEGISLATIVAS EM TRAMITAÇÃO

Por:

Marcus Peixoto

Consultor Legislativo do Senado Federal  
Área de Economia e Agricultura  
(marcusp@senado.gov.br)

### 8.1. Antecedentes históricos

O uso do óleo vegetal como combustível pode causar surpresa, mas o próprio Rudolf Diesel, originalmente, desenhou o seu motor para funcionar com óleo de amendoim em 1912. O uso do óleo vegetal como combustível retornou durante as guerras mundiais (nos tanques de guerra) e, logo após, com a crise do petróleo, ressurgiu em 1970, graças a inovações tecnológicas, como as que integram a linha de motores da companhia alemã Elsbett.

Como visto anteriormente, a tecnologia que permite o uso de óleo vegetal refinado como combustível sem causar danos ao motor, consiste em um dispositivo, conhecido no mercado como kit com segundo tanque, que faz o aquecimento do óleo vegetal refinado, utilizando água quente do sistema de arrefecimento do motor e vem sendo usado em larga escala há mais de 12 anos na Europa e Estados Unidos.

A operação do motor com o kit consiste em dar partida com diesel e após o aquecimento do motor, cerca de 5 minutos, passa-se a utilizar óleo vegetal refinado e antes do desligamento

volta-se para o diesel, ficando pronto para próxima partida.

Não foi mais propagado esse uso na Europa e Estados Unidos devido à baixa disponibilidade de óleo e aos preços, que são muito próximos ao do diesel, não proporcionando vantagem econômica, apesar do ganho ambiental.

A Deutz, tradicional fabricante de tratores e motores diesel, desde 2007, fornece tratores de fábrica prontos para uso de 100% de óleo vegetal refinado, com níveis de emissões dentro da Euro 5, e garantia de 2 anos ou 2.000 horas.

No Brasil, em 1975, foi criado o Plano de Produção de Óleos Vegetais para Fins Energéticos (PROÓLEO), coordenado pelo Ministério da Agricultura, que virou um Programa Nacional instituído pela Resolução nº 7, de 1980, do Conselho Nacional de Energia. Entre outros objetivos, o Programa pretendia substituir óleo diesel por óleos vegetais de soja, amendoim, colza e girassol em mistura de até 30% em volume, incentivar a pesquisa tecnológica para promover a produção de óleos vegetais, nas diferentes regiões do país, até buscar a total substituição do óleo diesel por óleos vegetais. Todavia, em face da estabilização dos preços do petróleo, do funcionamento do Proálcool e do alto custo da produção e do esmagamento dos grãos, o programa não chegou a ser implementado.

Outras iniciativas podem ser citadas, como o PRODIESEL, em 1980, que

teve envolvimento de outras instituições de pesquisa, da Petrobras e do Ministério da Aeronáutica, e o Programa de Óleos Vegetais (OVEG), também do Governo Federal. Em 1991, o Presidente Fernando Collor lançou oficialmente o Projeto Dendiesel, a partir de experiências da Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (EMBRAPA), do Instituto Nacional de Tecnologia (INT), do Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT) e da Comissão Executiva do Plano da Lavoura Cacaueira (CEPLAC), realizadas desde a década de 1970.

Os anos 1990 presenciaram o surgimento da diretriz global para a adoção de políticas de desenvolvimento ambientalmente sustentáveis. Assim, em dezembro de 2004, foi lançado pelo Governo Federal o Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB). A criação do PNPB é louvável, como alternativa para reduzir o impacto ambiental decorrente do uso do diesel e incentivar a produção de culturas oleaginosas. Além disso, o custo do diesel é mais elevado, sobretudo nas regiões Norte e Nordeste, e no meio rural.

Entretanto, foi pela Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, que o biodiesel foi efetivamente introduzido na matriz energética brasileira, ao alterar a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que trata política energética nacional, das atividades relativas ao monopólio do petróleo, e que criou a (então) Agência Nacional do Petróleo (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética. A Lei nº 11.097/05 determinou atribuições relativas aos biocombus-

tíveis à ANP, que passou a chamar-se Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Entretanto, como foi visto detalhadamente neste Trabalho, o biodiesel é obtido a partir do processamento químico de óleos vegetais. Essa transformação eleva o custo biodiesel produzido, o que tem trazido complicações de ordem econômica para a produção em larga escala deste biocombustível, cujo objetivo é sua adição ao diesel.

A Resolução ANP nº 19, de 22 de junho de 2007 sujeita à sua autorização prévia a utilização de combustíveis não especificados no país, destinados ao uso experimental, caso o consumo mensal supere a 10.000 litros, mas limita esse consumo a uma quantidade máxima de 100.000 litros, por prazo determinado máximo de um ano, prorrogável por igual período, em frota cativa ou equipamento industrial.

## 8.2. Proposições legislativas em tramitação

Não há, portanto, legislação que regule a utilização do óleo vegetal refinado como combustível. Entretanto, há diversas proposições legislativas em tramitação na Câmara dos Deputados e no Senado Federal, que tratam de biodiesel:

- Projeto de Lei (PL) nº 204, de 2007, do Deputado Leonardo Vilela, que *estabelece tabela progressiva com o percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel ao óleo diesel para comercialização ao consumi-*

*dor final, devendo aplicar o percentual de 2% (dois por cento) para o exercício de 2007. Tramitam apenas a este PL:*

- PL nº 5.587, 2009, do Deputado Antonio Carlos Mendes Thame, que *acrescenta as alíneas “a” e “b” no inciso XXV do art. 6º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e estabelece diretrizes sobre o “biodiesel convencional” e o “biodiesel metropolitano” na matriz energética brasileira, e dá outras providências.*
- PL nº 2.811, de 2008, do Deputado José Fernando Aparecido de Oliveira, que *altera a Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, para aumentar o volume de biodiesel a ser adicionado ao óleo diesel derivado do petróleo.*
- PL nº 1.091, de 2007, do Deputado Carlos Bezerra, que *altera a Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, para tornar variável o percentual de adição de biodiesel ao óleo diesel derivado do petróleo.*
- PL nº 1.609, de 2007, do Deputado Dr. Talmir, que *dispõe sobre a substituição gradativa, em todo o território nacional, de combustíveis derivados de petróleo por outros produzidos a partir da biomassa, e dá outras providências. Tramitam apenas a este PL:*
  - PL nº 3.182, de 2008, do Deputado Marcio Junqueira, que *torna obrigatório, no prazo de vinte anos, o uso de biodiesel como principal fonte energética na Amazônia Legal e dá outras providências.*
  - PL nº 2.256, de 2007, do Deputado Henrique Fontana, que *dispõe sobre a renovação e adaptação da frota do serviço público de transporte coletivo rodoviário de passageiros para a utilização de biocombustíveis.*
  - PL nº 5.690, de 2005, do Deputado Betinho Rosado, e PL nº 6.220, de 2005, do Deputado Rubens Otoni, que tramitam apenas e inserem o *parágrafo 4º no art. 2º da Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, que dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira.*
  - PL nº 1.901, de 2007, do Deputado Uldurico Pinto, que *altera a exigibilidade bancária de aplicação em crédito rural e destina parte desses recursos para o financiamento de lavouras empregadas na produção de biodiesel e para o semi-árido do Nordeste.*
  - PL nº 2.418, de 2007, do Deputado Homero Pereira, que *dispõe sobre a substituição, em todo o território nacional, de carvão mineral e de combustíveis derivados de petróleo por biodiesel na geração de energia em centrais termelétricas, e dá outras providências.*
  - PLS nº 121, de 2006, do Senador César Borges, que *altera o § 1º e acrescenta o § 4º ao art. 2º da*

*Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, que dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira, para antecipar o prazo para adição do percentual mínimo obrigatório de biodiesel ao óleo diesel.*

- PLS, nº 240 de 2005, do Senador Sérgio Guerra, que *acrescenta dispositivos à Lei nº 11.116, de 18 de maio de 2005, para instituir o Fundo de Apoio ao Biodiesel.*
- PLS nº 356 de 2009 do Senador João Tenório que *acrescenta parágrafo ao art. 2º da Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005, para proibir a utilização de metanol nos processos de fabricação de biodiesel a partir de óleos vegetais.*

O art. 238 da Constituição Federal determina a ordenação por lei da *venda e revenda de combustíveis de petróleo, álcool carburante e outros combustíveis derivados de matérias-primas renováveis*, respeitados os princípios constitucionais. Porém, não há nem na legislação federal, nem entre as proposições legislativas em tramitação no Congresso Nacional, matéria tratando do uso de óleos vegetais puros como combustíveis. Essa iniciativa coube a o PLS nº 81, de 2008, cujos termos e tramitação são apresentados a seguir.

### 8.3. Sobre o PLS nº 81, de 2008

Trata-se de um Projeto que autoriza, em seu art. 1º, a **comercialização e o**

**uso de óleo de origem vegetal, puro ou com mistura**, como combustível para tratores, colheitadeiras, veículos, geradores de energia, motores, máquinas e equipamentos automotores utilizados na extração, produção, beneficiamento e transformação de produtos agropecuários, bem como no transporte rodoviário, ferroviário ou hidroviário desses mesmos produtos e de seus insumos em geral.

O parágrafo único do artigo citado estabelece que, para os fins especificados, não se aplicam os dispositivos constantes do art. 2º da Lei nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Tais dispositivos determinam que seja adicionado, no mínimo, 5% de biodiesel ao óleo diesel de origem fóssil, em todo o território nacional, até o ano de 2013, tornando-se obrigatória a adição mínima de 2% já a partir de 2008.

O art. 2º autoriza todas as indústrias refinadoras, devidamente estabelecidas, a produzir e comercializar o óleo combustível de origem vegetal, vendendo-o diretamente ao consumidor, desde que seja utilizado nos fins previstos no *caput* do art. 1º.

Inicialmente, o PLS nº 81, de 2008, foi distribuído às Comissões de Agricultura e Reforma Agrária (CRA) e de Serviços de Infra-Estrutura (CI), cabendo à última a decisão terminativa.

Foi realizada Audiência Pública conjunta da CRA e da CI, em 16 de junho de 2009, em cumprimento aos Requerimentos nºs 15 e 23, de 2009–CRA, e Requerimento nº 36, de 2009–CI, ambos de autoria do Senador Gilberto

Goellner. Estiveram presentes convidados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, da Secretaria de Produção e Agroenergia do MAPA, da Secretaria de Mudanças Climáticas e Qualidade Ambiental do MMA, e da EMBRAPA Soja.

O projeto recebeu na CRA relatório favorável do Senador Flexa Ribeiro em 01 de setembro de 2009, com apresentação de quatro emendas, tendo sido aprovado o parecer da Comissão. Na CRA o projeto recebeu quatro emendas. A primeira alterou a ementa, para adequá-la às propostas de alteração das emendas seguintes. A segunda emenda alterou no art. 1º a especificação dos usos possíveis do óleo vegetal puro ou com mistura, como combustível, destacando-se o uso em veículos de transporte de pessoas e de mercadorias. A terceira emenda alterou o art. 2º para condicionar a comercialização ao estabelecimento de normas pela ANP.

Em seguida, na CI foi designado relator o Senador Osvaldo Sobrinho. Entretanto, foi apresentado e aprovado o Requerimento nº 1.263, de 2009, do Senador Wellington Salgado, solicitando que o PLS nº 81, de 2008, fosse apreciado, também, pela Comissão de Ciência, Tecnologia, Inovação, Comunicação e Informática (CCT), à qual foi remetido para análise.

Na CCT o PLS nº 81, de 2008, teve o relatório do Senador Antonio Carlos Júnior aprovado, com novas emendas. A primeira emenda alterou a ementa também para adequá-la às alterações propostas nas emendas

seguintes. A segunda emenda alterou o art. 1º, que passou a tratar do óleo vegetal refinado, e não mais puro ou em mistura, resguardando a segurança dos consumidores. Adicionalmente, especificaram-se, em incisos, os usos possíveis do combustível em:

I – máquinas e equipamentos, geradores de energia, veículos de transporte de pessoas e de mercadorias, utilizados em atividades agropecuárias e florestais;

II – transporte rodoviário, hidroviário e ferroviários de produtos e insumos agropecuários e florestais;

III – veículos de transporte público coletivo urbano.

Ressalte-se que a adição, no PLS, da permissão de uso em frotas de veículos destinadas ao transporte público coletivo urbano foi um aperfeiçoamento que potencializará os ganhos ambientais decorrentes do uso do óleo vegetal refinado nos centros urbanos.

Ainda mediante a segunda emenda, o parágrafo único do art. 1º foi alterado, para condicionar o uso do óleo vegetal refinado combustível mediante utilização de dispositivos de adequação dos motores diesel, regulamentados pelos órgãos competentes. A normatização técnica complementar dos dispositivos de adaptação orientará a indústria para a sua fabricação e adição aos motores e veículos que atendam às demandas do mercado.

A terceira emenda aprovada na CCT repete a aprovada na CRA, especificando no art. 2º que é o óleo vegetal refinado, e não o puro ou com mistura, o combustível a ser comercializado. Igualmente determina obediência a normas que devem ser editadas pela ANP, a fim de garantir a produção de óleos vegetais em conformidade com as exigências da indústria de veículos e motores. Finalmente, em obediência à boa técnica legislativa, em conformidade com o disposto no art. 9º da Lei Complementar nº 95, de 1998, tanto a CRA como a CCT aprovaram uma quarta emenda para excluir o art. 4º do texto original do PLS nº 81, de 2008. Na CI o Projeto de Lei do Senado nº 81, de 2008 foi aprovado, com as emendas encaminhadas pela CCT, tendo sido rejeitadas das emendas aprovadas na CRA.

Em conformidade com o Regimento Interno do Senado Federal (RISF), foi apresentado o Recurso nº 3, de 2010, interposto no prazo regimental, no sentido de que a matéria seja submetida ao Plenário<sup>54</sup>. Entretanto, não foram oferecidas emendas ao PLS perante a Mesa, no prazo para recebimento (14/04/2010 a 20/04/2010). Se aprovado pelo Plenário do Senado Federal, o PLS nº 81, de 2008, seguirá para apreciação da Câmara dos Deputados.

<sup>54</sup> Conforme o art. 91 do RISF:

§ 3º No prazo de cinco dias úteis, contado a partir da publicação da comunicação referida no § 2º no avulso da Ordem do Dia da sessão seguinte, poderá ser interposto recurso para apreciação da matéria pelo Plenário do Senado.

§ 4º O recurso, assinado por um décimo dos membros do Senado, será dirigido ao Presidente da Casa.

## 9. BREVES CONSIDERAÇÕES FINAIS

O uso de óleo vegetal diretamente como combustível (sem sua transformação em biodiesel) é uma ideia antiga, já foi prevista em programas governamentais no passado e vem sendo testada com significativo sucesso, no Brasil e no exterior.

Não obstante, ainda há uma lacuna na legislação brasileira, que não aborda adequadamente a possibilidade do uso de óleo vegetal refinado para esse fim. São várias as vantagens da utilização do óleo vegetal como combustível em relação ao diesel. Dentre elas, pode-se citar:

- Menor custo do que o biodiesel e o diesel;
- Diminuição das emissões de poluentes, uma vez que é grande a necessidade de redução dos gases causadores do efeito estufa;
- É um recurso renovável, comparativamente ao combustível fóssil, que é finito;
- Isento de enxofre, principal causador da chuva ácida;
- Pode ser utilizado em qualquer motor diesel, com dispositivos de adaptação (kit com segundo tanque);
- Pode também ser produzido em comunidades isoladas;
- Não necessita de alta tecnologia para sua fabricação.

Contudo, para a utilização de óleo vegetal refinado é necessário a utilização de dispositivo de aquecimento do óleo vegetal (kit com segundo tanque) e caso seja utilizado diretamente ou misturado com diesel certamente irão ocorrer os seguintes problemas:

- Depósitos de carbono nos pistões devido à combustão incompleta do óleo vegetal;
- Entupimento dos filtros e bico injetores devido à presença de gomas e cinzas contidas no combustível;
- Problemas na partida a frio do motor;
- Entupimento das vias de acesso do combustível no motor;
- Liberação de dioxinas na atmosfera, nocivas à saúde.

O Brasil tem grande potencial para produção de óleo vegetal, a partir de diversas fontes. A principal fonte é a

soja, mas outras culturas anuais e perenes, sobretudo o dendê, são alternativas viáveis para cultivos sustentáveis nos diversos agroecossistemas do País, com benefícios potenciais para atividades produtivas de quaisquer escalas e para comunidades isoladas, sem acesso a outras fontes de energia.

Quanto à sistemática de tributação do óleo vegetal refinado, vê-se que ela difere daquela aplicada aos combustíveis, justamente em virtude de o primeiro ser utilizado primordialmente para alimentação humana.

A partir do momento em que o óleo vegetal refinado seja utilizado como combustível é de se esperar que sua forma de tributação se altere e se compatibilize com a dos produtos com mesma destinação. Para que haja maior estímulo à utilização de óleo vegetal refinado como combustível, acredita-se que sua tributação deva ter como parâmetro aquela relativa ao biodiesel.

**PERFIL LIPIDICO**

**COLESTEROL TOTAL**.....  
 VR: Entre 2 e 19 anos - Inferior a 199 mg/dL  
 Adulto acima de 20 anos:  
 Otimo - Inferior a 200 a 239 mg/dL  
 Limitrofe - Igual ou superior a 240 mg/dL

**METODO: Enzimatico Automatizado**

**TRIGLICERIDEOS**.....  
 VR: Otimo - Inferior a 150 mg/dL  
 Limitrofe - 150 a 199 mg/dL  
 Alto - 200 a 499 mg/dL

**METODO: Enzimatico automatizado**

**COLESTEROL HDL**.....  
 VR: Homens : Superior a 39 mg/dL  
 Mulheres: Superior a 49 mg/dL

**METODO: Enzimatico Automatizado**

**COLESTEROL LDL**.....  
 VR: Otimo - Inferior a 100 mg/dL  
 Desejavel - 100 a 129 mg/dL  
 Limitrofe - 130 a 159 mg/dL  
 Alto - 160 a 189 mg/dL

**METODO: Calculo pela formula de Friedewald**

**COLESTEROL VLDL**.....  
 VR: Desejaveis..... < 30 mg/dL  
 Limitrofes..... 30 a 67 mg/dL  
 Aumentados..... > 67 mg/dL

**METODO: Calculo pela formula de Friedewald**

es de Referencia de acordo com a IV Diretriz  
 ultados de colesterol LDL e VLDL calculado,  
 onemia e hipertrigliceridemia acima de 4  
 medico, pacientes com alteracoes no per  
 ra, no mesmo laboratorio, com o intervalo  
 tra. Esse procedimento visa reduzir a  
 variacao, que pode ocorrer, entre a c  
 idade de Cardiologia preconiza que e  
 e peso estaveis por pelo menos 2 se  
 /2010 as 22:08



**Aidon C**  
A saúde de sua família

# Pedido de Exame Médico

Solicito para o Sr. André Antunes  
os seguintes exames:

**NEGADO**

- 1. Hemograma (FAS)
- 2. Hemoglobina
- 3. Ferritina
- 4. Vitamina C
- 5. ...
- 6. Tipo Sanguíneo e Fator RH
- 7. Ultrassonografia de abdômen

Dr. Nono Nono  
CRM XXXXXX

# PRÊMIOS DE SEGUROS DE VIDA NO BRASIL: INDÍCIOS DE FALHAS DE MERCADO E INEFICIÊNCIAS

Por:  
Marcos Köhler<sup>1</sup>

## Resumo

Além do mercado livre de seguros de vida, existe um mercado específico para esse segmento vinculado aos contratos de financiamento habitacional. Os contratos de financiamento habitacional no âmbito do Sistema Brasileiro de Poupança e Empréstimo – os realizados com recursos das cadernetas de poupança – devem ter obrigatoriamente cobertura contra morte e invalidez permanente (MIP) e danos físicos ao imóvel (DFI). Pesquisa feita pela internet, considerando fatores atuariais e a evolução dos saldos devedores ao longo dos contratos demonstrou que, invariavelmente, o valor dos prêmios de seguros de vida do mercado livre são superiores aos dos seguros vinculados a financiamentos habitacionais. Essa evidência pode ser sinal de falhas de mercado no segmento e de graves ineficiências no mercado livre, provavelmente decorrentes de regulação inadequada.

## INTRODUÇÃO

Por meio de simulações oferecidas na internet por seguradoras e instituições financeiras, constatou-se que o custo pago pelos mutuários de financiamentos habitacionais pelas apólices do seguro habitacional vinculadas aos seus financiamentos era, sem exceção, bastante inferior aos custos das apólices de seguro de vida oferecidos no mercado de seguros em geral. Tendo em vista que o seguro de vida e invalidez dos financiamentos habitacionais tem finalidade semelhante ao do seguro de vida, seria de se esperar que os preços desses serviços fossem semelhantes. A diferença de preços surpreende e, portanto, merece ter suas causas investigadas.

<sup>1</sup> Consultor Legislativo do Senado Federal.

A comparação levou em consideração fatores relevantes para o cálculo atuarial das apólices, como a idade dos segurados, o valor das indenizações dos seguros de vida de mercado e o valor dos saldos devedores ao longo dos financiamentos habitacionais – cujo prazo de duração é tipicamente longo. Por essa razão, variáveis de ordem atuarial dificilmente podem explicar as discrepâncias encontradas.

Excluída a hipótese de essas diferenças se explicarem por diferentes fatores atuariais entre os dois tipos de seguro, o mais provável é que o fenômeno talvez indique a existência de ineficiências e falhas no mercado de seguros de varejo no Brasil.

É importante também destacar a dificuldade encontrada para levantar dados de preço de seguros de vida pela internet. Em apenas duas instituições foi possível cotar pela internet os preços desses seguros. Isso revela que há pouca transparência nesse mercado e que o custo de informação é bastante alto. De todo modo, afirmações mais peremptórias sobre a eficiência do mercado de seguros no segmento de pessoa física dependeriam de estudo mais aprofundado. O que se apresenta aqui é apenas um ponto de partida: a caracterização do problema a ser estudado a partir de fortes indícios de distorções no mercado.

O presente estudo tem por objetivos:

1. Apontar as diferenças observadas entre os preços dos prêmios de seguro de vida vinculados a contratos de financiamento habitacional do

Sistema Brasileiro de Poupança e Empréstimo (SBPE) e os do mercado de seguros em geral e a metodologia utilizada; e

2. Levantar hipóteses iniciais sobre as razões dessas diferenças.

O próximo item deste Estudo faz breve descrição da estrutura e funcionamento do seguro habitacional do SBPE. No item 2, apresentam-se algumas características dos seguros de vida de mercado tal como acessíveis pela internet. No item 3 são discutidas algumas dificuldades para levantamento dos dados e o método de cálculo adotada para apuração das diferenças entre os preços das duas modalidades de seguros. O item 4 apresenta os resultados apurados. No item 5, são levantadas as hipóteses que poderiam explicar tais diferenças e indicações de linhas de pesquisa complementares sobre o tema.

## 1. O SEGURO HABITACIONAL DO SBPE

O Sistema Brasileiro de Poupança e Empréstimo (SBPE) compreende os recursos das cadernetas de poupança. Os financiamentos habitacionais respondem pela maior parte das operações ativas do Sistema, embora dele façam parte outras alternativas relevantes de aplicação. Os financiamentos habitacionais do SBPE são de dois tipos, segundo o valor dos imóveis e dos financiamentos: os do Sistema Financeiro da Habitação (SFH) e os da carteira hipotecária. Essas cartei-

ras se distinguem pelo fato de que, no SFH, há alguns limites, de que são exemplos o teto de valor de imóvel – atualmente de R\$ 500 mil – e o teto de juros – TR + 12% ao ano –, enquanto que, na carteira hipotecária, não há valor máximo de financiamento e os juros não são tabelados.

No SBPE, em todas as operações de financiamento, o mutuário final é obrigado a contratar seguro habitacional com cobertura para, no mínimo, dois tipos de sinistro: morte e invalidez permanente (MIP) e danos físicos ao imóvel (DFI). Pela cobertura MIP, a seguradora se compromete a pagar o saldo devedor no momento do sinistro, se ocorrer a morte ou a invalidez permanente do mutuário segurado; pela cobertura DFI, a ressarcir ao mutuário certos danos físicos ao imóvel, como problemas na estrutura, na alvenaria, no telhado, etc.

Assim, quando o mutuário do SBPE contrata o seguro habitacional, está comprando duas coberturas simultaneamente: a de MIP e a de DFI. É importante ter em mente essa circunstância por uma razão prática: como as simulações sobre custo das apólices de seguro habitacional vinculadas a financiamento, em geral, não são fornecidas com a discriminação dessas duas coberturas, não é possível ter os dados diretamente de MIP e DFI nas simulações de financiamento de todas as instituições financeiras. Na verdade, o fornecimento desses dados separadamente é a exceção. Por essa razão, as planilhas de cálculo serão feitas comparando a somatória dos valores de MIP e DFI

em relação aos valores de seguro de vida no mercado livre. Entretanto, o MIP é a cobertura que equivale estritamente ao seguro de vida. A DFI equivale a um seguro patrimonial. Como é possível inferir indiretamente a magnitude do DFI, será introduzida, no item 3, uma proposta de mensuração apenas da cobertura MIP, para compará-la com os seguros de vida do mercado livre.

Por terem diferentes objetos, as coberturas MIP e DFI do seguro habitacional têm também diferentes formas de cálculo de prêmios.

No caso do MIP, as variáveis relevantes são o saldo devedor e a idade do mutuário. O saldo devedor em um financiamento sujeito ao sistema de amortização constante (SAC) e sem intercorrências (tais como inadimplências e ações judiciais) tem uma trajetória declinante e linear. A idade do mutuário, naturalmente, vai aumentando ao longo do financiamento e, por isso, os fatores atuariais, ou seja, os fatores que relacionam o valor do saldo devedor (risco da seguradora) ao custo do prêmio vão crescendo de forma não-linear, normalmente a taxas crescentes. De forma simplificada, o acréscimo percentual que se verifica no valor do prêmio quando o mutuário, por exemplo, passa de 44 para 45 anos é maior do que quando passa de 34 para 35 anos. Mutuários mais jovens e com menores saldos devedores terão menores prêmios para a cobertura MIP. A queda do valor pago mensalmente pelo mutuário, decorrente da redução do saldo devedor ao longo de um financiamento

normal, é compensada pelo aumento dos fatores atuariais provocado pelo aumento da idade. A intensidade dessa compensação varia com a idade do mutuário e com o ponto em que o saldo devedor esteja percorrendo em sua trajetória decrescente.

No caso do DFI, não há fatores tendentes a produzir variação. O valor de garantia ao longo do financiamento é o valor de avaliação no momento da contratação, mais a variação pela TR – que costuma ser bastante baixa. De outra parte, o fator atuarial não varia, como acontece com a cobertura MIP. Desse modo, nas etapas finais do financiamento, quando o saldo devedor fica bem baixo em relação ao valor inicial, a parcela referente ao DFI tende a ser muito mais significativa no total do seguro habitacional, cabendo ao MIP uma parcela apenas residual.

Em 19 de novembro de 2009, o Conselho Monetário Nacional editou a Resolução nº 3.811 que regulamentou a oferta do seguro habitacional no SFH. Em especial, determinou que os agentes financeiros têm que contratar – e oferecer aos mutuários – ao menos uma apólice de seguro habitacional junto a seguradora que não seja parte do mesmo conglomerado da contratante. A idéia é que haja concorrência entre a seguradora do grupo da instituição contratante do financiamento habitacional e a seguradora responsável por essa segunda – e compulsória – apólice. O mutuário fica livre para escolher a que oferecer o menor preço – já que a apólice é padronizada.

## 2. SEGURO DE VIDA NO SEGMENTO LIVRE

Diferentemente do que ocorre no seguro habitacional – onde há uma padronização quase total – as apólices de seguro de vida que identificamos no mercado de seguros em geral são bastante heterogêneas. A heterogeneidade se explica pelo fato de que a cobertura principal – a de morte e invalidez permanente – normalmente vem acompanhada por coberturas acessórias as mais variadas. Das apólices pesquisadas em consultas na internet, pudemos encontrar as seguintes coberturas acessórias (porém obrigatórias): auxílio funeral, auxílio no transplante de órgãos, reparos residenciais, seguro residencial e sorteios de prêmios em dinheiro.

A heterogeneidade é um problema na medida em que torna difícil comparar preços, já que os produtos não são de todo comparáveis. Nesse sentido, a falta de padronização, diferentemente do que ocorre no seguro habitacional, torna o mercado mais opaco.

A segunda dificuldade para o consumidor neste mercado, como já destacado anteriormente, é que várias instituições importantes não fornecem pela internet tabelas com os preços de seguro. Para obtê-los, é necessário que o cliente interessado requeira a visita de um corretor ou vá pessoalmente a uma agência bancária. A impossibilidade de consultar preços pela internet de uma ampla seleção de instituições conjugada à heterogeneidade dos produtos torna os custos

de informação nesse mercado extremamente elevados.

Finalmente, pôde-se constatar que o mercado livre tende a se fechar à medida que a idade do consumidor potencial avança, uma vez que os valores máximos de cobertura oferecidos vão sendo reduzidos. Por exemplo, no caso de uma das instituições pesquisadas, em uma das modalidades de seguros, o valor máximo de seguro de vida oferecido para segurados com 60 anos de idade era de R\$ 30 mil, enquanto o valor máximo para segurados com 20 anos era de R\$ 300 mil.

As duas instituições que oferecem cotação de preços pela internet são o Bradesco e o Banco do Brasil.

Para o presente estudo, definiu-se por cotejar os preços do mercado livre a partir de uma modalidade de apólice em que o cliente tem opção de escolher uma gama de valores bastante ampla, podendo chegar, em um caso, a R\$ 400 mil reais como teto, e, em outro, a R\$ 325 mil, valores considerados razoáveis para a comparação com saldos de financiamentos do SBPE. Nessa modalidade, a apólice cobre morte por acidente e morte natural, além de invalidez por acidente. Entretanto, não oferece cobertura para invalidez por causas naturais, diferentemente do que ocorre com a cobertura MIP do seguro habitacional.

As duas opções no mercado acessíveis pela internet com as características mais próximas da cobertura MIP são a apólice Bradesco Vida Mais Segura e a Banco do Brasil Ouro Vida, que, en-

tretanto, não cobrem a invalidez por causas naturais. Como se verá mais à frente, os custos da apólice Bradesco Vida Mais Segura são, em média, menores que os da apólice Ouro Vida. Por essa razão, optou-se por usar os valores da primeira como padrão de comparação.

### 3. DIFERENÇAS ENCONTRADAS NOS PREÇOS DE SEGUROS

Como referido acima, houve severas limitações à coleta de informações relativas ao custo do seguro de vida para os mutuários no mercado livre. De um lado, não há homogeneidade no produto oferecido pelas diversas instituições; de outro, a maioria das instituições não permite o acesso a esta informação pela internet.

Para fins de comparabilidade, houve ainda o problema adicional de que, no caso do seguro habitacional, apesar de ser produto homogêneo, há duas coberturas no mesmo produto: MIP e DFI. Nas simulações de financiamento habitacional fornecidas via internet pelas instituições, em geral, essas duas coberturas não estão discriminadas; o que aparece é o valor agregado de ambas.

De todo modo, há algumas circunstâncias capazes de atenuar os problemas apontados. A primeira é que, sendo este trabalho de caráter exploratório, eventuais erros de mensuração nas diferenças entre os custos das duas opções de seguros não são tão relevantes, desde que seja possível verificar que as diferenças encontradas sejam

sistemáticas. Se assim for, seria necessária uma segunda etapa de investigação, possivelmente com visita às instituições, para mensurar mais precisamente eventuais diferenças nos preços entre as diferentes apólices.

A segunda é que, sendo a cobertura MIP determinada pelo valor do saldo devedor vezes um fator atuarial, no momento da última prestação o valor desta parcela tende a zero. Assim, o valor (MIP + DFI) no último encargo mensal das simulações de financiamento pode ser considerado como o valor do DFI ao longo do financiamento. Com base nessa premissa é possível ajustar os cálculos para comparar os seguros de vida apenas com a parcela MIP do seguro habitacional. Esse ajuste foi feito e também será apresentado.

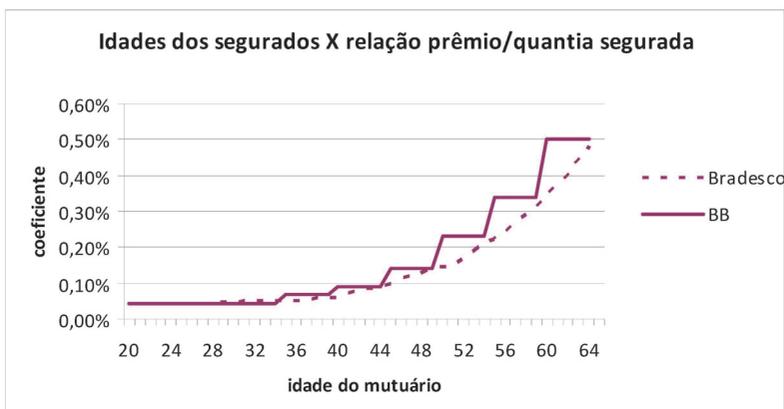
### 3.1. Critério adotado

A apuração das diferenças entre os custos de seguros de vida observou os seguintes passos:

1. Levantar o custo dos prêmios de seguro de vida de livre mercado para uma seqüência de faixas etárias. Desse modo é possível, para as informações em que esse dado esteja disponível, calcular o fator que relaciona o custo do prêmio ao valor do seguro de vida para cada idade. Esse cálculo foi feito para o Bradesco e o Banco do Brasil. O Gráfico abaixo descreve a trajetória desses coeficientes e sua grandeza.

Como os coeficientes do Bradesco foram sistematicamente menores, resolveu-se adotá-los como parâmetro de comparação, o que faz com que o cálculo da diferença seja mais conservador.

2. Simular financiamentos habitacionais no SFH para valor de imóvel de R\$ 350 mil e valor de financiamento de R\$ 280 mil em 240 meses, para mutuários hipotéticos de 35 e 40 anos. A variação na idade do mutuário hipotético tem por finalidade verificar qual a tendência da diferença à medida que avança a idade do mutuário.



3. Calcular o que seria o seguro de vida teórico por meio do uso dos coeficientes calculados no item 1, considerando os saldos devedores e idades correspondentes a cada mês dos financiamentos hipotéticos, e levando em conta, também, a data de nascimento do mutuário hipotético – 28/05/1975, para o mutuário de 35 anos, e 28/05/1970, para o mutuário de 40 anos.
4. Calcular a diferença entre o valor teórico calculado de acordo com a etapa 3 e o valor apontado pelas simulações das instituições financeiras concedentes de financiamentos habitacionais.
5. Além desse cálculo, foi feita também a correção dos valores do seguro mediante a retirada do valor correspondente ao DFI do total do valor do seguro habitacional. Foi considerado que, no último encargo das simulações (encargo nº 240), o valor do seguro corresponde ao valor do DFI. Assim, extraindo-se esse valor do total do seguro, chegou-se a um valor aproximado dos valores relativos à cobertura MIP ao longo dos financiamentos. As demais operações foram feitas de modo semelhante ao cálculo anterior que visava à comparação de custos com as parcelas (MIP + DFI).
6. Para testar se diferentes seguradoras em contratos de um mesmo agente financeiro poderiam afetar de forma significativa os preços do seguro habitacional – o que poderia até mesmo invalidar a hipótese de preços diferenciados entre o seguro habita-

cional e o seguro livre – foram feitas algumas simulações de financiamentos em que a única condição alterada foi a seguradora. Em uma simulação foi considerada a seguradora do conglomerado. Na comparação, uma segunda seguradora, pertencente a outro conglomerado. Como se verá mais à frente, houve diferenças relevantes nos preços – a seguradora ligada à instituição concedente do financiamento pratica preços menores –, mas sem que haja invalidação da hipótese de preços diferenciados entre o seguro habitacional e o seguro de vida no segmento livre.

Antes de apontar os resultados encontrados, é importante destacar que:

- a) o primeiro cálculo compara o custo do seguro habitacional cheio (MIP + DFI) com a cobertura de seguro de vida no mercado livre;
- b) o segundo cálculo compara apenas a parcela MIP do custo do seguro habitacional com o seguro de vida do mercado livre;
- c) o seguro de vida do mercado livre não inclui cobertura para invalidez permanente por causas naturais;
- d) a base de comparação foi a apólice de seguro de vida Bradesco Vida Mais Segura, pelo fato de ser a que tem, em média, as menores relações prêmio/valor garantido.

#### 4. RESULTADOS

Considerando as ressalvas apontadas, são a seguir apresentados os resulta-

dos obtidos. As parcelas apresentadas são referentes aos pagamentos mensais de prêmios.

#### 4.1. Simulação nº 1 – Mutuário Hipotético – 35 anos de idade – (MIP + DFI)

O quadro abaixo mostra que o valor do seguro de vida de livre mercado de menor custo é sistematicamente superior ao custo das coberturas conjuntas (MIP+DFI) do seguro habitacional oferecidos por todos os agentes financeiros pesquisados. Quando o parâmetro é a primeira prestação, as diferenças vão de 50% (Santander) a 71% (Caixa). Quando o parâmetro é a soma simples de todos os valores cobrados ao longo do financiamento, as diferenças vão de 25% (Bradesco) a 76% (Santander). O segundo indicador tende a ser mais confiável, uma vez que fatores

idiossincráticos, como os ciclos de alteração dos coeficientes atuariais por idade podem afetar muito os resultados relativos à primeira prestação. Além disso, a somatória dos valores ao longo do tempo expressa a despesa total com seguros suportada pelo mutuário, da qual a primeira prestação é apenas uma aproximação imperfeita. O valor do seguro na primeira prestação só foi utilizado neste Estudo porque não foi possível obter os dados discriminados em todos os encargos mensais ao longo do financiamento para todos os agentes financeiros.

O cálculo das diferenças ao longo do contrato não foi feito em valor presente, o que não é um problema metodológico relevante, uma vez que as diferenças são sempre positivas entre o valor do seguro estimado do seguro de vida e o valor do seguro vinculado aos contratos habitacionais.

Simulação nº 1 – Mutuário Hipotético – 35 anos de idade – (MIP + DFI)

Simulação nº 1	BB	Bradesco	Caixa	Citibank	Itaú	Santander
valor do imóvel (R\$)	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000
valor do financiamento (R\$)	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000
idade do mutuário (anos)	35	35	35	35	35	35
prazo de financiamento (anos)	20	20	20	20	20	20
(MIP+DFI) 1ª prestação	87,64	96,04	81,76	86,07	83,30	93,56
seguro de vida teórico	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00
diferença	52,36	43,96	58,24	53,93	56,70	46,44
<b>diferença percentual</b>	<b>60%</b>	<b>46%</b>	<b>71%</b>	<b>63%</b>	<b>68%</b>	<b>50%</b>
(MIP+DFI) ao longo do financ.	nc	21.768,97	18.415,53	21.107,15	nc	15.427,20
seguro de vida teórico	nc	27.164,20	27.164,07	27.164,20	nc	27.145,99
diferença	nc	5.395,23	8.748,54	6.057,05	nc	11.718,79
<b>diferença percentual</b>	<b>nc</b>	<b>25%</b>	<b>48%</b>	<b>29%</b>	<b>nc</b>	<b>76%</b>

#### 4.2. Simulação nº 2 – Mutuário Hipotético – 40 anos de idade – (MIP + DFI)

A simulação nº 2 demonstra que o avanço na idade do mutuário tende a aumentar a diferença entre os custos do seguro de vida de mercado e os do seguro habitacional. Para o indicador mais relevante, que é a soma dos prêmios pagos ao longo do financiamento, houve aumento na diferença entre a Simulação 1 e a Simulação 2. A Simulação 1 expressa os custos para o mutuário que teria 35 anos na assinatura do contrato, enquanto a Simulação 2 expressa os custos de um mutuário que teria 40 anos no mesmo momento. Essa “vantagem” para os mutuários mais velhos é decorrente simplesmente do fato de que a parcela de DFI é fixa para os dois grupos. Como os mutuários mais novos têm despesas menores com a cobertura MIP, a queda do custo desta cobertura afeta proporcionalmente menos o seu custo total. Essa parece ser a causa principal para esse diferente comportamento, embora somente um

estudo aprofundado dos coeficientes pudesse resolver definitivamente a questão.

#### 4.3. Simulação nº 3 – Mutuário Hipotético – 35 anos de idade – exclusivamente MIP

Nas simulações nºs 3 e 4 não estão presentes os efeitos da parcela DFI do seguro habitacional. Dessa forma, por meio delas é possível comparar diretamente os custos do seguro de vida de mercado com a parcela MIP do seguro habitacional – duas coberturas que guardam correspondência de objetivos (embora a cobertura do seguro habitacional seja mais abrangente, pois também indeniza os casos de invalidez permanente por causas naturais).

A mensagem das Simulações 3 e 4 é bastante eloqüente. Na comparação direta entre os seguros de vida, a diferença de preços dessas alternativas sobe de maneira muito forte, em re-

Simulação nº 2 – Mutuário Hipotético – 40 anos de idade – (MIP + DFI)

Simulação nº 2	BB	Bradesco	Caixa	Citibank	Itaú	Santander
valor do imóvel (R\$)	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000
valor do financiamento (R\$)	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000
idade do mutuário (anos)	40	40	40	40	40	40
prazo de financiamento (anos)	20	20	20	20	20	20
(MIP+DFI) 1ª prestação	106,68	117,60	100,72	86,07	123,28	107,50
seguro de vida teórico	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00
diferença	61,32	50,40	67,28	81,93	44,72	60,50
<b>diferença percentual</b>	<b>57%</b>	<b>43%</b>	<b>67%</b>	<b>95%</b>	<b>36%</b>	<b>56%</b>
(MIP+DFI) ao longo do financ.	nc	28.088,77	24.280,74	28.819,37	nc	17.099,60
seguro de vida teórico	nc	39.879,70	39.879,51	39.879,70	nc	39.879,54
diferença	nc	11.790,93	15.598,77	11.060,33	nc	22.779,94
<b>diferença percentual</b>	<b>nc</b>	<b>42%</b>	<b>64%</b>	<b>38%</b>	<b>nc</b>	<b>133%</b>

Simulação nº 3 – Mutuário Hipotético – 35 anos de idade – exclusivamente MIP

Simulação nº 3	BB	Bradesco	Caixa	Citibank	Itaú	Santander
valor do imóvel (R\$)	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000
valor do financiamento (R\$)	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000
<b>idade do mutuário (anos)</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>35</b>
prazo de financiamento (anos)	20	20	20	20	20	20
MIP 1ª prestação	49,84	52,83	48,69	47,24	76,69	58,56
seguro de vida teórico	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00
diferença	90,16	87,17	91,31	92,76	63,31	81,44
<b>diferença percentual</b>	<b>181%</b>	<b>165%</b>	<b>188%</b>	<b>196%</b>	<b>83%</b>	<b>139%</b>
MIP ao longo do financ.	nc	11.398,57	10.511,80	11.787,95	nc	7.027,20
seguro de vida teórico	nc	27.164,20	27.164,07	27.164,20	nc	27.145,99
diferença	nc	15.765,63	16.652,27	15.376,25	nc	20.118,79
<b>diferença percentual</b>	<b>nc</b>	<b>138%</b>	<b>158%</b>	<b>130%</b>	<b>nc</b>	<b>286%</b>

Simulação nº 4 – Mutuário Hipotético – 40 anos de idade – exclusivamente MIP

Simulação nº 4	BB	Bradesco	Caixa	Citibank	Itaú	Santander
valor do imóvel (R\$)	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000
valor do financiamento (R\$)	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000	280.000
<b>idade do mutuário (anos)</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>40</b>	<b>40</b>
prazo de financiamento (anos)	20	20	20	20	20	20
MIP 1ª prestação	68,88	74,14	66,52	47,24	116,67	72,50
seguro de vida teórico	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00	168,00
diferença	99,12	93,86	101,48	120,76	51,33	95,50
<b>diferença percentual</b>	<b>144%</b>	<b>127%</b>	<b>153%</b>	<b>256%</b>	<b>44%</b>	<b>132%</b>
MIP ao longo do financ.	nc	17.658,37	16.106,94	19.500,17	nc	8.699,60
seguro de vida teórico	nc	39.879,70	39.879,51	39.879,70	nc	39.879,54
diferença	nc	22.221,33	23.772,57	20.379,53	nc	31.179,94
<b>diferença percentual</b>	<b>nc</b>	<b>126%</b>	<b>148%</b>	<b>105%</b>	<b>nc</b>	<b>358%</b>

lação ao que ocorre nas Simulações 1 e 2. Por exemplo, enquanto o custo total do seguro de vida de mercado ao longo de um contrato para um mutuário da CEF, com 35 anos no momento da assinatura, é 48% superior ao do seguro habitacional total, para esse mesmo mutuário, se for considerada somente a parcela MIP do seguro habitacional, essa diferença sobe para 158%. O mesmo padrão se repete para todos os agentes financeiros pesquisados.

#### 4.4. Simulação nº 4 – Mutuário Hipotético – 40 anos de idade – exclusivamente MIP

Quanto à Simulação nº 4, vale observar que suas variações em relação à Simulação nº 3 vão no sentido inverso do que ocorre nas variações entre as Simulações de nº 1 e 2. Para estas, quanto maior a idade do mutuário, maior a diferença relativa do custo to-

tal do seguro de vida de mercado em relação ao custo total do seguro habitacional. No caso das simulações 3 e 4, observa-se que, quanto maior a idade do mutuário, menor é a variação para cima, em termos relativos, da parcela MIP do seguro habitacional. A explicação provavelmente também está no peso da parcela DFI. Como nas Simulações três e 4 essa parcela é retirada, o impacto proporcionalmente maior dela para de recair sobre os mutuários mais jovens, provocando maior diferencial positivo para esse grupo na redução do custo dos seu seguro MIP.

#### 4.5. Simulação nº 5 – custos de seguros dentro e fora do conglomerado

A Simulação nº 5 se propõe a responder a seguinte questão: os menores custos do seguro habitacional nos contratos habitacionais seriam ex-

plicados por alguma forma de subsídio oferecido pelos conglomerados? A racionalidade seria a seguinte: o grupo econômico concederia subsídio na operação do seguro habitacional como forma de atrair o mutuário para a operação principal, a operação de financiamento, cuja lucratividade mais que compensaria o subsídio.

É possível constatar que há, de fato, uma elevação sistemática dos valores dos prêmios quando a seguradora não pertence ao conglomerado da instituição que oferece o financiamento habitacional. Por outro lado, essa elevação não é suficiente para descaracterizar as grandes diferenças que se verificam entre os prêmios de seguro das apólices vinculadas a contratos habitacionais e as apólices de seguro de vida do mercado livre. Esse fato, se não invalida totalmente a tese do subsídio cruzado (o financiamento primário financiando parte do custo do seguro), ao menos demonstra que

Simulação nº 5 – custos de seguros dentro e fora do conglomerado

Simulação nº 5	Aliança do Brasil		Bradesco	
	MIP+DFI	MIP	MIP+DFI	MIP
valor do imóvel (R\$)	350.000	350.000	350.000	350.000
valor do financiamento (R\$)	280.000	280.000	280.000	280.000
<b>idade do mutuário (anos)</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>35</b>
prazo de financiamento (anos)	20	20	20	20
1ª prestação	104,34	61,01	96,04	52,83
seguro de vida teórico	140,00	140,00	140,00	140,00
diferença	35,66	78,99	43,96	87,17
<b>diferença percentual</b>	<b>34%</b>	<b>129%</b>	<b>46%</b>	<b>165%</b>
ao longo do financ.	22.570,39	12.171,19	21.768,97	11.398,57
seguro de vida teórico	27.164,20	27.164,20	27.164,20	27.164,20
diferença	4.593,81	14.993,01	5.395,23	15.765,63
<b>diferença percentual</b>	<b>20%</b>	<b>123%</b>	<b>25%</b>	<b>138%</b>

ele não cobre todo o diferencial entre os dois tipos de seguro (seguro de vida de mercado e seguro vinculado aos financiamentos habitacionais).

Como se verifica nos resultados da Simulação nº 5, a parcela de seguro total da primeira prestação de um financiamento, quando o seguro é contratado fora do conglomerado, tem uma diferença de 34%, ao passo que, na situação em que a apólice é contratada dentro do conglomerado, a diferença é de 46%. Quando a comparação é feita apenas com relação à parcela MIP, os diferenciais são de 129% e 165%, respectivamente. Ainda que as apólices custem menos dentro dos conglomerados, a diferença de preços entre apólices no seguro habitacional é bastante menor que a verificada entre as apólices vinculadas e o custo dos seguros de mercado. A mesma tendência se verifica para o somatório dos custos totais de seguros ao longo dos financiamentos, que aparecem em negrito na última linha da Simulação 5. No caso das parcelas MIP, a diferença entre as apólices entre dentro e fora do conglomerado é irrelevante, em comparação com a diferença apresentada as apólices vinculadas e as de mercado (123% e 138%).

## 5. HIPÓTESES EXPLICATIVAS

### 5.1. Custos de informação

A pesquisa de preços desenvolvida neste estudo demonstra de forma inequívoca que produtos semelhantes – seguros de vida – têm preços ab-

solutamente distintos de acordo com seu canal de venda. As apólices vinculadas a contratos de financiamento habitacional têm preço ao consumidor muito inferior ao das apólices avulsas vendidas no mercado segurador livre.

Como já se afirmou ao longo do texto, essa pesquisa é exploratória e, deliberadamente, procura usar dos mesmos instrumentos de que dispõe o usuário pessoa física para se haver no mercado de seguros. A intenção desse método é estimar em que medida o mercado está estruturado de forma mais ou menos amigável para o consumidor médio desse serviço e quais os custos de informação envolvidos nas negociações.

A razão para se enfrentar esses custos é que eles são decisivos para explicar as diferenças encontradas nas duas modalidades de seguros.

Como é bem estabelecido na literatura, custos elevados de transação tendem a reduzir a eficiência dos mercados e a gerar menor competição, em prejuízo dos consumidores.

Custos de informação são dos mais relevantes entre os custos de transação. Os custos de informação podem ser relativos à dificuldade de apuração dos preços envolvidos nos produtos demandados, como é freqüente no mercado de seguros de vida. Para superar a indisponibilidade de preços pela internet, o interessado terá que arcar com custos de transporte, de estacionamento, de tempo, etc., todos mensuráveis em dinheiro.

### 5.1.1. Custos de informação derivados da não-padronização

Os custos de informação podem ser derivados também da não-padronização dos produtos. A heterogeneidade dos produtos oferecidos torna difícil para o consumidor a comparação de preços. A comparação de preços só se torna um critério de decisão inequívoco quando se está diante de produtos idênticos. Como se viu, a heterogeneidade é uma característica das várias ofertas de seguro de vida presentes no mercado livre.

Já nas apólices vinculadas, ocorre o oposto. As coberturas são padronizadas. Além disso, em geral as instituições financeiras oferecem simulações detalhadas dos financiamentos habitacionais e, por isso, é possível ao mutuário conhecer via internet todas as condições de seu financiamento habitacional sem maiores custos de tempo e de dinheiro. Aí se incluem as condições do seguro habitacional vinculado. Ainda sob o aspecto da padronização, o seguro habitacional tem uma vantagem adicional para o consumidor: não possui acessórios desnecessários ou não demandados – como premiações, serviços de reparos, auxílio funeral, etc.<sup>2</sup> – que tornam difícil a comparabilidade –, mas tem todas as coberturas indispensáveis para tornar a transação principal – o

financiamento habitacional – totalmente garantida, tanto em termos patrimoniais quanto em termos de seguro de vida. Em função dessa padronização, a transparência do negócio é total, ficando para o mutuário apenas uma variável de avaliação: o preço.

Assim, pode-se determinar como primeira hipótese relevante – ainda que não principal – para os menores preços das apólices vinculadas, a facilidade na comparação de preços determinada pela homogeneidade do produto, que é uma forma de redução dos custos de informação. Dito de outra maneira, como há maior transparência e menor custo de informação no mercado de seguro vinculado, ele se torna mais competitivo e, por isso, caem os valores dos prêmios em relação ao mercado mais opaco e menos competitivo, que é o mercado livre de seguros de vida.

### 5.1.2. Aumento da competitividade por ganho relativo dos benefícios da informação

A segunda hipótese explicativa para a diferenciação de preços – talvez mais relevante que a primeira – está ligada ao fato de que as apólices de seguro vinculadas são parte de um mercado altamente competitivo – que é o mercado de financiamentos imobiliários –, em que os custos de transação em geral são menos determinantes para a decisão do consumidor do que em outras modalidades de crédito ou outras operações no mercado financeiro

<sup>2</sup> Tal prática poderia até mesmo configurar a chamada “venda casada”, vedada pelo Código de Defesa do Consumidor (Lei nº 8.078, de 1990): “Art. 39. É vedado ao fornecedor de produtos ou serviços, dentre outras práticas abusivas: I - condicionar o fornecimento de produto ou de serviço ao fornecimento de outro produto ou serviço, bem como, sem justa causa, a limites quantitativos”.

lato sensu, incluídas aí as operações de seguro.

A razão para isso é que, sendo as operações de crédito imobiliário de maior valor unitário, é racional para o consumidor arcar com maiores custos de pesquisa, de informação e de barganha, uma vez que qualquer diferencial obtido nessas etapas redundará em ganho significativo, que podem compensar os gastos envolvidos. O exemplo seguinte ilustra esse ponto.

Suponha um potencial tomador de crédito que esteja em vias de tomar um empréstimo pessoal de R\$ 500

reais para fazer face a uma despesa imprevista. Ele já é correntista de um banco. Os juros de mercado – ele tem essa informação por ouvir falar – variam de 4% a 6% ao mês. Ele pretende pagar o empréstimo em 6 meses. O seu banco cobra 6% ao mês. Para obter a taxa de 4% ele teria que se dedicar algum tempo a pesquisar e, adicionalmente, não poderia fazer a transação por telefone, já que não é correntista da instituição. Teria que se deslocar à agência do banco concorrente ao seu, abrir uma conta e, só aí, realizar o empréstimo pretendido.

A simulação abaixo mostra os custos das duas alternativas:

Simulação nº 6. Diferentes custos totais de diferentes taxas de juros

Mês	4%		6%	
	prestação	saldo devedor	prestação	saldo devedor
0		500,00		500,00
1	95,38	424,62	101,68	428,32
2	95,38	346,22	101,68	352,34
3	95,38	264,69	101,68	271,80
4	95,38	179,90	101,68	186,42
5	95,38	91,71	101,68	95,93
6	95,38	0,00	101,68	0,00
<b>Total</b>	<b>572,29</b>		<b>610,09</b>	
Diferença	<b>37,80</b>			

Na primeira, a taxa de juros mais baixa, de 4%, leva a uma somatória de prestações no valor de R\$ 572,29. Na segunda, a um total de R\$ 610,09. A diferença é de R\$ 37,80. A diferença que o mutuário poderia obter procurando menores taxas de juros no mercado provavelmente não compensa

os custos de procura, contratação e tempo que ele incorreria pra obter esses juros menores. A razão é que os menores juros incidem sobre um montante relativamente pequeno.

Em financiamentos de maior valor e de prazo mais longo, é óbvio que a

vantagem auferida pelo consumidor decorrente de diferenças nas taxas de duas alternativas é muito mais significativa. Para o mutuário, compensa incorrer em maiores custos de informação, procura e negociação, pois como os juros incidem sobre saldos devedores maiores, o ganho líquido tende a compensar os custos de transação.

Não é por outra razão que existe uma relação direta, no mercado de crédito, entre competitividade e valor unitário das operações. Assim, mercados como o imobiliário e o de automóveis, em que o valor unitário das operações é maior – e em que os custos de transação compensam os benefícios da procura – as taxas de juros para o consumidor final costumam ser menores.

Para a presente discussão, vale o argumento de que as parcelas do seguro habitacional fazem parte do encargo mensal do mutuário de financiamentos habitacionais e, portanto, entram no cálculo do custo total do financiamento. São, portanto, elemento integrante do arsenal competitivo das instituições que disputam esse mercado. Como os contratos vinculados de seguro habitacional estão associados a um mercado altamente competitivo, tornam-se, por consequência, mais competitivos que o mercado livre, nos quais as operações são, em geral, de menor valor.

Não se está postulando, com o raciocínio precedente, que haveria por parte dos conglomerados financeiros a prática de subsídio no seguro

habitacional como forma de atrair clientela para os financiamentos habitacionais. O que se está afirmando é que os menores preços verificados no seguro habitacional se explicam pelo ambiente de maior competitividade em que estão inseridos no segmento.

## 5.2. Custos de transação decorrentes do marco regulatório

A terceira fonte plausível para as fortes discrepâncias de preços verificadas é a inadequação do marco regulatório do mercado de seguros. A legislação atual (Lei nº 4.594, de 1964, e Decreto-lei nº 66, de 1966) determina que o corretor deve intermediar toda negociação de seguros no País. Em conversas informais com profissionais da área, obtivemos informações de que essa regulamentação gera de fato altos custos de transação sobre o sistema de seguros livres. Não encontramos, entretanto, qualquer indicação de que as apólices vinculadas aos financiamentos habitacionais estariam excluídas dessa determinação.

Esse tipo de arranjo compulsório, naturalmente, faz aumentar os custos das operações de seguro no mercado livre, sem que haja um ganho relevante para os ofertantes e os consumidores. De fato, parece não existir razão para a intermediação compulsória em modalidades nas quais a padronização é elevada, como no caso do seguro de vida e do seguro de danos físicos a imóveis.

## 6. CONCLUSÕES E LINHAS DE PESQUISA COMPLEMENTARES

A pesquisa apresentada no presente estudo, ainda que exploratória, mostra de forma inequívoca que os prêmios de seguro de vida oferecidos no mercado livre são sistemática e significativamente superiores aos cobrados nas apólices de seguro de vida vinculadas a financiamentos habitacionais. Essa diferença não pode ser explicada por fatores atuariais, devendo ser creditada, muito provavelmente, a falhas de mercado, a ineficiências decorrentes de regulação inadequada ou a ambos os fatores.

Entretanto, inclusive à vista da pouca transparência desse mercado e da decorrente dificuldade para levantamento de dados relevantes, seria aconselhável aprofundar a pesquisa por meio da apuração de dados junto a instituições financeiras, ao órgão regulador e aos demais participantes do mercado. A própria dificuldade para levantamento dos dados pela internet e a falta de padronização do produto no mercado livre, por sua vez, já é um indicador pouco favorável sobre o funcionamento desse mercado.

Se os resultados e as hipóteses do presente trabalho forem considerados plausíveis, é possível continuar a investigação utilizando fontes de informação mais acuradas.

Um passo importante seria o acesso a informações fornecidas pelas próprias seguradoras e agentes financeiros dos conglomerados, de modo a refinar o cálculo dos coeficientes que relacionam os prêmios de seguros às indenizações.

Uma segunda providência é levantar a regulamentação do setor para determinar que pontos desse arcabouço estão gerando as ineficiências apontadas, elevando os custos de transação, reduzindo a transparência, aumentando os custos administrativo e prejudicando os consumidores. Também nessa esfera, é necessário verificar se há exclusão da compulsoriedade de intervenção de corretores no seguro habitacional.

Dispondo-se das informações cujo acesso só é possível com permissão dos agentes envolvidos, passa a ser possível confirmar as hipóteses levantadas neste estudo.



APROPRIAÇÃO DA  
AGENDA DO LEGISLATIVO



# APROPRIAÇÃO DA AGENDA DO LEGISLATIVO: COMO AFERIR ESSE FENÔMENO?<sup>1</sup>

Por:

Rafael Silveira e Silva<sup>2</sup>

Suely Mara Vaz Guimarães de Araújo<sup>3</sup>

## Resumo

O Poder Executivo dispõe de um amplo conjunto de recursos de poder, tornando inequívoca sua predominância na iniciativa de propostas legislativas para a gestão estatal e condução de políticas públicas. No entanto, com frequência tem-se observado que o próprio Executivo utiliza como estratégia de construção da sua própria agenda assuntos, ideias ou redação de textos de projetos de lei que tramitam no Congresso Nacional sob forma de novos projetos de lei, transformando-as em medidas provisórias ou projetos de lei de sua iniciativa, fenômeno esse que denominaremos *Apropriação*. Nesse trabalho estudaremos esse fenômeno, até agora não tratado na literatura brasileira, especialmente pelo seu aspecto contra-intuitivo, com vistas a investigar como e porque ele se manifesta, procurando localizá-lo no espectro formado pelas estratégias de cooperação e de ação unilateral e buscando agregar novos elementos para a compreensão da relação entre o Legislativo e o Executivo brasileiros.

## INTRODUÇÃO

Na formulação das políticas públicas em governos presidencialistas, o Executivo tende a concentrar grande número de prerrogativas e, conseqüentemente, força política, em detrimento do Parlamento que, em tese, seria o responsável por conceber, mediante a produção de leis, as linhas mestras da atuação go-

<sup>1</sup> Versão desse artigo foi apresentada no Décimo Congresso Internacional da Brazilian Studies Association (BRASA) – Brasília, 22 a 24 de julho de 2010 e no Quinto Congresso da Associação Latino Americana de Ciência Política (ALACIP) – Buenos Aires, 28 a 30 de julho de 2010.

<sup>2</sup> Mestre e doutorando pelo Instituto de Ciência Política da UnB, consultor legislativo do Senado Federal, e-mail: rsilveirasilva@gmail.com .

<sup>3</sup> Mestre e doutoranda em ciência política pelo Instituto de Ciência Política da Universidade de Brasília – Brasil (UnB), consultora legislativa da Câmara dos Deputados, e-mail: suely.araujo@camara.gov.br .

vernamental nos diferentes campos de responsabilidade do Estado.

No Brasil, o Poder Executivo dispõe de um amplo conjunto de recursos de poder, de *jure* e *de facto*, tornando inequívoca sua predominância na iniciativa de propostas legislativas para a gestão estatal e condução de políticas públicas. A experiência brasileira registra uma quantidade muito grande de leis criadas pelo Executivo. Tal efeito parece estar ligado ao período de governo autoritário dos militares (1964-1985), bem como à aparente passividade do Legislativo, que necessita manter relações de cordialidade com um Executivo, detentor de vários recursos de poder.

Como destacam diferentes autores (Pereira e Mueller, 2000; Figueiredo e Limongi, 2001; Amorim Neto, 2003), no Brasil a preponderância do Executivo é explicada por regras que asseguram ao Presidente da República exclusividade na iniciativa dos projetos de lei em matérias como a organização da administração federal e o orçamento, a possibilidade de adoção das medidas provisórias, bem como o poder de solicitar urgência da tramitação de uma determinada matéria. Além disso, esses instrumentos são reforçados pela capacidade de centralização do processo decisório pelos líderes dos partidos da coalizão majoritária dentro do Congresso. Esse conjunto de fatores permite que o Presidente molde ou até mesmo defina a agenda legislativa.

Até o momento, os estudos têm-se dedicado a explicar de diferentes for-

mas como o Executivo se relaciona com o Legislativo para ter sucesso, ou seja, para ter sua agenda de propostas e políticas aprovada. Entretanto, pouco se tem avançado na investigação sobre o processo de formação da agenda do Poder Executivo, especialmente quanto à participação direta ou indireta dos parlamentares, de quaisquer siglas partidárias.

Nesse sentido, este artigo aborda tema ainda inexplorado no campo acadêmico. Constatou-se que, com considerável frequência, o Executivo se apropria do conteúdo de projetos elaborados por parlamentares, apresentando-os como medidas provisórias ou como projetos de lei de sua iniciativa. Tal prática pode assumir diferentes feições em *continuum* crescente que reflete diferentes graus de apropriação: abordagem de temáticas já trabalhadas no âmbito do Legislativo, adoção de ideias semelhantes ou até mesmo cópias literais de dispositivos de proposições legislativas em trâmite.

Estudaremos esse fenômeno, que a princípio poderia ser tratado como contrafactual, com vistas a investigar e tentar compreender como e porque se manifesta, procurando localizá-lo no espectro formado entre, de um lado, estratégias de delegação, e do outro, ações unilaterais. São apresentados estudos de caso em campos temáticos diversos, fruto de esforço exploratório inicial realizado com fulcro tanto em dados fornecidos por vários consultores legislativos da Câmara dos Deputados e do Senado Federal, quanto na base documental sobre os

processos legislativos disponível no Parlamento.

De forma geral, buscam-se novos elementos de compreensão da relação entre o Legislativo e o Executivo no Brasil, que coloquem à prova a asunção generalizada de que o parlamentar é mero figurante no jogo de construção das leis e, assim, também contribuam para a elaboração de um quadro mais fidedigno sobre a complexidade do processo político associado à produção legislativa.

## CONTROLE DA AGENDA E A RELAÇÃO EXECUTIVO- LEGISLATIVO

A relação entre os poderes do Estado é tema que está nas raízes dos estudos sobre sistemas políticos. Montesquieu já explicitava a interdependência entre os poderes, associada à imbricação de tarefas, combinação de forças, interferência e alcance da moderação. Nos escritos federalistas sobre *checks and balances*, o foco colocava-se na limitação de um poder pela contraposição de outro. O espírito usurpador do poder imporia a necessidade de barreiras<sup>4</sup>.

As relações entre Executivo e Legislativo, em todos os regimes democráticos, serão marcadas por níveis relevantes de conflito, especialmente nos sistemas presidencialistas com multipartidarismo (Pereira, Power e

Rennó, 2008). Os diferentes quadros nesse sentido têm efeitos complexos que apresentam relação direta com a questão da governabilidade.

Sobre o tema em foco – a produção de leis –, é importante colocar que o século XX foi marcado pela transferência gradual da capacidade de estabelecer normas do Legislativo para o Executivo, algo que Weber prenunciou, tendo em vista o inevitável aumento de regras impostas pela burocracia estatal, além de destacar a relevância do controle parlamentar da administração, especialmente quanto à questão orçamentária (Weber, 2006).

Tem prevalecido a noção de que, nas legislaturas das democracias contemporâneas, há mais reatividade do que proatividade. Segundo estudo comparativo realizado por Shugart e Carey (1992), o chefe do Executivo no Brasil está entre os mais poderosos do mundo no que se refere a poder legislativo. Levantamento realizado por Figueiredo e Limongi (1999), demarcando o período entre 1989 e 1994, apontou que 86% das leis sancionadas tiveram origem no Executivo. Essa predominância, como já sabemos, tem fundamento em um conjunto de bases institucionais, já mencionadas, que asseguram ao Executivo o controle da agenda do Legislativo. Além disso, o processo decisório dentro do Congresso Nacional é muito centrado nas lideranças partidárias e na direção de cada casa legislativa.

Esses fatores não isentam o Executivo da necessidade de apoio do Legislativo para governar, pois este é o

<sup>4</sup> *The Federalist Papers*, n. 48 (1788). Disponível em: [http://avalon.law.yale.edu/18th\\_century/fed48.asp](http://avalon.law.yale.edu/18th_century/fed48.asp). Acesso em: 10 mai. 2010.

lócus onde se dá a palavra final sobre as propostas legislativas. O Executivo precisa negociar com o Legislativo para ter sua agenda aprovada. E essa aprovação implica a possibilidade de ajustes na proposta. Quando submetida ao processo legislativo, a proposta do Executivo está sujeita a mudanças e aprimoramentos. O grau de contribuição varia conforme as regras e os procedimentos, bem como com a aglutinação com os interesses da coalizão majoritária. Aliás, esse passa a ser o eixo da relação entre o Executivo e o Legislativo: como formar maiorias e lidar com elas no Congresso.

No caso brasileiro, o uso das medidas provisórias tem sido o instrumento preferido pelo Presidente para promover mudanças de políticas com menores custos em termos de processo decisório, e esse aspecto representa bem a maneira como o Legislativo e o Executivo têm estabelecido suas práticas recíprocas. Para alguns, as medidas provisórias favorecem o Executivo a legislar com mais autonomia, sustentando a ideia de abdicação da função legislativa e o exercício do poder decorrente da posição do Executivo de iniciador do jogo (first mover). Outros colocam em dúvida essa perspectiva, sugerindo que, em lugar de abdicação, haveria delegação do Legislativo para o Executivo, visando coordenar, estabilizar decisões e garantir maior eficiência nos resultados de políticas. Na literatura brasileira, tem predominado a ideia da delegação, indicando que o Legislativo coopera com o Executivo, condicionando seu apoio ao alinhamento de preferências com os objetivos

dos parlamentares, especialmente os de natureza eleitoral (Figueiredo e Limongi, 2003).

Embora o padrão ação unilateral/cooperação tenha sido preliminarmente posto para estudar o uso das medidas provisórias, entende-se que ele pode ser estendido a todas as demais formas de proposição apresentadas pelo Executivo, pois, afinal, se as políticas podem facilmente ser tratadas via medidas provisórias, por que várias delas são submetidas por meio de projetos de lei? Em resumo, se a política for estabelecida por decreto ou via projeto de lei, deve-se ter em mente que os legisladores fazem parte de contrato de manutenção de parte da legislação. Significa dizer que, ainda se utilizando de medidas provisórias, o legislador não é excluído do acordo sobre as políticas.

A escolha de medidas provisórias ou leis deve ser analisada como resultado de um processo único, como “cara ou coroa” são resultados alternativos ao se lançar uma moeda. Sempre que uma política deve ser aprovada, os agentes sabem que isso pode ser feito por caminhos distintos (Palanza, 2009). Devem-se, pois, entender os determinantes, estratégias e preferências que estão em jogo na tomada de decisão. As regras que regulam o processo legislativo das diferentes proposições são certamente um fator determinante. Mas a razão fundamental, ainda segundo Palanza (2009), é que existem diferentes perspectivas sobre a forma com que os políticos enxergam os benefícios de suas decisões. Isso varia de país para país, e conso-

ante as áreas políticas. É justamente esse quadro que compõe por diversas vezes as tensões entre Executivo e Legislativo, envolvendo delegação, ou não, de mais poder decisório para ao governo, tópico que, entre outros aspectos, apresenta implicação no grau maior ou menor de detalhamento dos diplomas legais gerados, como explicam Epstein e Halloran (1999) e Gilmour e Halley (1994), a partir da experiência norte-americana.

## FORMAÇÃO E APROPRIAÇÃO DA AGENDA DO LEGISLATIVO

Como observamos, o Executivo explora estrategicamente as ferramentas de que dispõe para controlar e aprovar sua agenda legislativa, e isso é derivado da forma como a relação Executivo-Legislativo é abordada, ou seja, pelas conexões, empiricamente verificáveis, entre a formação de governo de coalizão e o padrão de atuação dos agenda setters no Legislativo. Mesmo observando que a atuação do Legislativo ocorre sob fortes restrições, ela está longe de ser desprezível, apresentando também suas formas de restrição à atuação do Executivo.

Até agora, os estudos privilegiam o “controle” e a “aprovação” da agenda legislativa do Executivo, mas não observam o processo de formação dessa agenda. Em muitos casos pressupõe-se que, antecipando as reações do Legislativo, o Executivo calibraria as medidas que submete ao Legislativo, enviando apenas propostas que serão aprovadas. Isso indicaria o caráter

exógeno da agenda, que seria formada previamente à sua submissão ao Poder Legislativo.

Limongi e Figueiredo (2009, p.100) alertam de maneira acertada que as agendas substantivas de políticas do Executivo e do Legislativo são complementares e não antagônicas, sendo o seu conteúdo definido pelo processo político e relacionado às preferências dos atores:

*A agenda que se manifesta é construída politicamente, que leva, portanto, em conta as reações do Legislativo, isto é, antecipa suas reações. Na realidade, mais do que isso, é uma agenda cuja elaboração não deixa inteiramente alheio o Poder Legislativo. Não se trata, propriamente, de uma agenda do Executivo, mas sim de uma agenda da maioria. Nesses termos, não apenas antecipa, mas incorpora a reação de parte do Legislativo.*

Esses autores defendem que a formação e a ação da maioria importariam coordenação entre os dois Poderes e, portanto, fusão das agendas. A elaboração da agenda ocorreria no interior da coalizão de governo, ou seja, seria endógena. No entanto, a ação de coordenação não implicaria necessariamente identidade de interesses e ausência de conflitos. Inácio (2009, p. 361) reforça essa ideia, indicando que a arena legislativa é decisiva para a acomodação de interesses da coalizão, “na medida em que faculta a calibragem recíproca das propostas legislativas defendidas por seus membros”.

Desse modo, na origem, a agenda legislativa do Executivo pode ser formulada pela burocracia e depois submetida às lideranças da coalizão (calibragem *ex-ante*), mas também pode contar com propostas já em tramitação dentro do Congresso, não raro em adiantado processo de discussão e amadurecimento. Assim, o Executivo pode apropriar-se de uma agenda originada no Legislativo, tornando-a, conforme entendimentos com a coalizão de apoio, sua própria agenda (calibragem *ex-post*).

Tais aspectos são importantes, mas ainda insuficientes para explicar todas as estratégias utilizadas pelo Executivo para formular sua agenda legislativa. É importante observar que o processo de calibragem da agenda pode não satisfazer aos interesses dos parlamentares que introduziram as propostas posteriormente apropriadas pelo Executivo. Além disso, existe a possibilidade de a agenda legislativa do Executivo ser construída por meio de apropriação de propostas de parlamentares da oposição, com ou sem apoio dos mesmos, mas por outra parte, com o ativo apoio da coalizão:

*(...) ao mesmo tempo em que revisam e modificam as propostas enviadas pelo presidente, os membros da coalizão, coordenados pelos líderes partidários, devem bloquear agendas alternativas introduzidas pelas oposições (Inácio, p. 356).*

Esses aspectos dão dimensão de que as estratégias adotadas pelo Executivo na formação da agenda legislativa de seu interesse podem ser mais va-

riadas e complexas do que se imagina, inclusive transcendendo a esfera de atuação no âmbito da coalizão de apoio e alcançando a oposição. Também pode ressaltar que, mesmo dispondo de vários recursos de poder para controlar os resultados desejados, o Executivo ainda se utiliza de outros expedientes, que podem variar de acordo com as regras legislativas e as regras informais que caracterizam as negociações no interior do Congresso.

Entendemos que essa questão é muito relevante, pois se refere a uma etapa anterior à questão do “controle” e da “aprovação” da agenda, ou seja, diz respeito à “construção” da agenda em si. Pode-se verificar potencial para uma participação importante do parlamento, na medida em que este passa a ser fonte relevante para alimentar a agenda do Executivo. Chamaremos esse fenômeno de *apropriação*.

## MODELO DE APROPRIAÇÃO DA AGENDA

Conforme a seção anterior, observamos que o fenômeno da apropriação pode ocorrer em relação a propostas de parlamentares da coalizão e da oposição, o que implica dizer que existem chances de ocorrer por ação unilateral ou por cooperação, tal como vimos em relação às medidas provisórias, pois isso é o que caracteriza as relações entre os poderes. Portanto, buscaremos detalhar como as ações de apropriação realizadas pelo Executivo se localizam no espectro

formado entre as ações de cooperação/ação unilateral.

Julgamos que, conforme a posição mais ou menos cooperativa do Executivo, o processo de apropriação pode assumir várias características. Elas serão os eixos analíticos a partir dos quais buscaremos compreender o fenômeno, que trataremos tal como uma linha contínua entre ação unilateral e cooperação, pois entendemos que tais características não constituem posições estanques. Propõe-se, então, a criação de um modelo analítico (heurístico) que nos ajude a construir um índice de apropriação, capaz de nos mostrar o perfil da estratégia do governo. Tal índice levará em consideração os seguintes indicadores: (i) a participação dos parlamentares; (ii) a abordagem escolhida pelo Executivo para fazer uso da agenda do Legislativo; e (iii) o instrumento legislativo escolhido para estabelecer a agenda a partir da qual o Executivo trabalhará com sua coalizão<sup>5</sup>.

O índice de apropriação (IA) é obtido da seguinte forma:

$$IA = \sum_{i=1}^n \alpha_i$$

onde

$n$  representa o número de indicadores selecionados para avaliar cada processo de apropriação

<sup>5</sup> É importante evidenciar que o modelo proposto apenas avaliará a forma pela qual o Executivo decidiu apropriar-se da agenda do Legislativo. A análise não diz respeito ao resultado final do processo legislativo, ou seja, se o governo teve sucesso ou não na tramitação da proposta.

$i$  representa cada proposta do Executivo, tal que

$\alpha_i \in [0;1]$  representa o escore recebido por cada indicador; e  $0 \leq IA_i \leq n$ .

Nossa unidade de análise será cada proposição apresentada pelo Executivo cujo conteúdo, direta ou indiretamente, já tenha um correspondente dentro do Congresso Nacional. Cada indicador apresentará diferentes níveis, que serão ponderados pelo grau de cooperação apresentado pelo Executivo no processo de apropriação. A noção que gostaríamos de passar é a de que uma apropriação com grau elevado de cooperação está diretamente relacionada a formas de tornar mais ágil a ação sobre políticas (Carey e Shugart, 1998) unindo as preferências entre os poderes. Por outro lado, quando mais elementos de não-cooperação houver na apropriação, mais este fenômeno assumirá contornos de ação unilateral. Na análise de cada caso, será observada a contribuição de cada indicador para a formação do índice de apropriação. O escore determinado a cada indicador terá uma escala que variará entre “0” (menor incidência de apropriação) a “1” (maior incidência). Sendo composto pelos três indicadores, o índice variará de “0”, grau mínimo de apropriação e máximo de cooperação, a “3”, grau máximo de apropriação e máximo de ação unilateral.

No nosso modelo, o primeiro indicador será o principal, aquele que definirá as opções relativamente aos demais indicadores.

Figura 1 – Índice de apropriação: sequência da apuração dos indicadores



O primeiro indicador verifica a participação dos parlamentares no processo de negociação ou de tramitação da proposta do Executivo desde que: (i) tenha sido autor da proposta apropriada; ou (ii) no âmbito das comissões temáticas, seja relator e tenha produzido parecer sobre a proposta que sofreu apropriação (*agenda holder*). Entende-se que a participação dos parlamentares que já cuidavam da proposição que foi apropriada significa um gesto de cooperação do governo. Do contrário, quando os parlamentares forem aliados desse processo, isso indica não-cooperação. Participar é ser ouvido, consultado ou chamado a integrar o processo de tramitação e discussão da proposição apresentada pelo governo.

O quesito participação é fundamental para os parlamentares, dado que, submetidos a um processo de apropriação de suas propostas, buscam fazer parte e serem ouvidos ao máximo, de modo a obter ganhos políticos. Não se deve olvidar que os políticos também derivam suas preferências de atores externos e a eleitores. Os políticos dão suporte às políticas requeridas por esses agentes, os quais, em troca, lhes fornecem recursos para que promovam suas carreiras políticas.

É justamente a premissa de que o político, por razões individuais ou ideológicas, tem interesse em se manter no poder, visando à reeleição. Por isso, conseguir que seja reconhecida a relevância de sua participação em processos que têm um potencial real de se tornarem lei, atendendo a demanda de seus eleitores, é sempre importante. Do ponto de vista do parlamentar, essa participação será reconhecida pela publicidade, concretizada via “paternidade” (autoria da proposição aprovada), atuação na relatoria ou, de alguma forma tornada pública, participação relevante nas negociações políticas.

O parlamentar vai ter proveito, também, da proposição aprovada por seu grupo partidário (coalizão governamental/oposição) ou temático (frentes parlamentares formalizadas ou grupos de interesse organizados vinculados ao parlamentar).

É importante observar o *timing* de cada caso. Em primeiro lugar, deve-se observar se já foi designado relator para a proposição que foi submetida à apropriação. Se no instante que o Executivo apresentou a proposição já havia um relatório produzido pelo relator, esse será o parlamentar a ser analisado. Se esse

foi convidado para as negociações ou foi chamado a relatar a matéria do governo (seja por meio da apensação da proposição ou de forma independente), considera-se que houve participação. Se, no entanto, o referido relator ainda não havia produzido seu relatório, deve-se observar como foi a participação do autor da proposição. Observando-se qualquer indício de participação, atribui-se o escore “0”

Relativamente ao indicador “abordagem” (abordagem escolhida pelo Executivo para fazer uso da agenda do Legislativo) quatro perspectivas devem ser analisadas:

- a) se a proposição do Executivo apresenta abordagem igual ou semelhante à proposição do parlamentar (*semelhante*);
- b) se a proposição do Executivo apresenta abordagem semelhante à proposição do parlamentar, agregando novas propostas, novos dispositivos (*semelhante + novas idéias*);
- c) se a proposição do Executivo apresenta abordagem diversa da proposição do parlamentar (*diversa*); ou
- d) se a proposição do Executivo apresenta abordagem conflitante em relação à proposição do parlamentar (*conflitante*).

É interessante verificar que os escores atribuídos para cada uma dessas perspectivas podem mudar completamente

te caso tenha ocorrido, ou não, participação de parlamentares que já haviam trabalhado em outras matérias. A explicação tem vínculo com o grau de cooperação. Com base no quadro 1 acompanhem alguns exemplos.

Se o governo apresentar uma proposta cuja abordagem é bastante semelhante à de uma proposição já em tramitação na Câmara dos Deputados, ainda não relatada naquela casa legislativa e cujo parlamentar autor foi convidado para relatar a proposta do governo, nesse caso verifica-se que houve participação (escore “0”) e com proposta semelhante (escore “0”). Assim, a composição provisória do índice, levando-se em conta os escores desses dois indicadores, será também “0”. A situação inverte-se completamente quando não se verifica a participação no processo de apropriação. Ela torna-se totalmente desfavorável ao parlamentar, pois este foi alijado do processo e teve seu texto aproveitado por terceiros, sem obter qualquer benefício. Nesse caso, teríamos uma apropriação por ação unilateral em alto grau (escore “2”).

Outro aspecto importante a ser observado é o de que, quando ocorre cooperação, por uma questão de coerência, não se aplica a abordagem de conflito com a proposição já existente no Congresso, pois o Executivo não se daria ao trabalho de incorporar um parlamentar nas negociações para apresentar algo que não fosse minimamente coerente com suas convicções.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Para compreender os valores dos escores, ver no Anexo a nota metodológica “Cálculo dos escores para os indicadores que formam o índice de apropriação”.

Quadro 1 – Escores dos indicadores “Participação” e “Abordagem”

Participação		Abordagem		IA Provisório	Perspectiva
Indicador	Escore	Indicador	Escore		
Participa	0	Semelhante	0	0	Ao permitir a participação e ao adotar um texto semelhante ao da proposição já existente no Congresso, o Executivo busca aliar preferências e reconhece o “direito” dos parlamentares para usufruir dos benefícios políticos da política aprovada.
		Semelhante + novas ideias	0,50	0,50	Além de beneficiar o parlamentar com a parceria, o Executivo aproveita a oportunidade oferecida pela proposição já existente para apresentar um texto mais abrangente.
		Diversa	1,00	1,00	O Executivo convida o parlamentar para participar, mas sem comprometer seus próprios objetivos. A participação serve para preparar melhor a tramitação da matéria.
		Conflitante	-	-	Não se aplica. Não se admite a participação para uma proposição conflitante com a proposta pelo parlamentar.
Não participa	1	Conflitante	0	1	A lógica nesse caso assume contornos completamente diferentes. Do ponto de vista do parlamentar, não participar da redação ou da tramitação de uma proposta do Executivo, desde que seja conflitante com a sua, não significa perda, o que mitigaria o efeito da apropriação.
		Diversa	0,33	1,33	Quando a proposta do Executivo é diversa, observa-se alguma perda para o parlamentar, que poderia ter possibilidade de trabalhar o texto para tentar moldá-lo conforme suas preferências.
		Semelhante + novas ideias	0,66	1,66	Nesse caso observa-se maior prejuízo, pois o esforço implementado para aprovar uma proposta está sendo incorporado em outra, diminuindo ou até anulando os ganhos políticos do parlamentar.
		Semelhante	1,00	2	Esta seria a situação de típica apropriação por ação unilateral, onde o parlamentar teve sua ideia totalmente aproveitada pelo Governo, sem obter nenhum crédito político disso.

O último indicador utilizado é o tipo de proposição legislativa escolhida pelo Executivo para apresentar, em seu nome, a política que foi apropriada do Legislativo. Isso é importante especialmente no caso brasileiro, em que esse poder dispõe de várias opções para apresentar suas propostas e submetê-las ao Congresso.

Para a nossa pesquisa, destacamos cinco opções para o Executivo:

a) Medidas provisórias (MPV): já destacadas em nosso relato, são os instrumentos mais rápidos de que dispõe o Executivo para estabelecer suas políticas; além da imediata implementação no ordenamento jurídico, sua tramitação no Congresso é simplificada, além de ter prioridade em relação às demais;

b) Projeto de lei com tramitação independente (PLI): são proposições apresentadas que, por manobras e negociações, o governo impede que a ela sejam anexadas outras matérias semelhantes, que já estejam tramitando no Congresso; nesse caso, o Executivo demonstra preferir que sua proposição não seja influenciada pelos debates e abordagens das demais proposições;

c) Projeto de lei apensado (PLA): são proposições apresentadas pelo governo que entram no processo de tramitação normal; significa dizer que, havendo outro(s) projeto(s) de lei que trate(m) do mesmo tema, existe possibilidade concreta da proposta do governo ser anexada a estas e tramitem em conjunto;

neste caso, infere-se que o governo admite que sua proposta seja submetida a um maior número de debates e discussões;

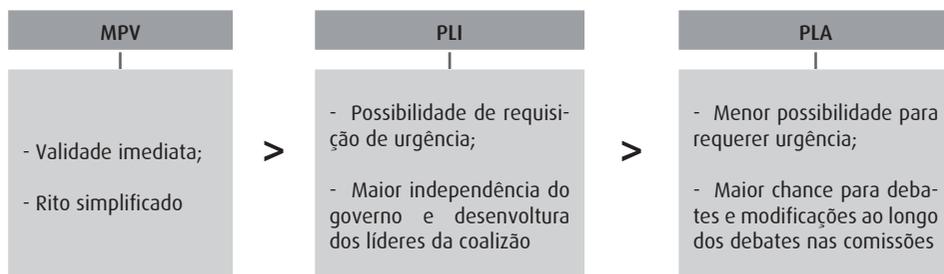
d) Regulamentação (R): quando o Executivo se apropria do projeto de lei que tramita no Congresso e, por interpretação legal, opta por publicar decreto, portaria, instrução ou outro ato normativo infralegal, ou seja, expedir uma norma que não tenha necessidade de ser submetida ao Congresso; trata-se de um caso típico de não-cooperação; ou

e) Nenhuma proposição (N): essa situação demonstra que o governo enxergou na proposição que tramita no Congresso uma boa política para seus interesses e mobiliza a coalizão majoritária e as lideranças partidárias a aprová-la; ao contrário do item anterior, trata-se de uma situação que compreende situação ideal (pelo menos do ponto de vista do parlamentar) de cooperação.

Relativamente às primeiras três opções, observa-se que há uma diferença básica em termos de velocidade de aplicação e tramitação da política de interesse do Executivo (vide Figura 2).

Essas características podem facilitar tanto a apropriação por cooperação quanto a apropriação por ação unilateral. A atribuição de escores a essas três dependerá da forma como se conjugam os atributos de “participação” e “abordagem”, pois, como pudemos verificar, diferentes perspectivas podem ser destacadas da forma pela qual a apropriação se manifestará.

Figura 2 – Diferenças de velocidade entre proposições do Executivo



No quadro 2, é apresentada a síntese dos escores a serem aplicados tendo em vista mensurar o índice de apropriação em cada situação empírica objeto de avaliação.<sup>7</sup>

## DIFERENTES CASOS DE APROPRIAÇÃO: UM ESFORÇO EXPLORATÓRIO

Para um primeiro esforço de aplicação do modelo, foram selecionadas vinte proposições legislativas que poderiam ser enquadradas como potenciais casos de apropriação. Para a reunião desses casos, foram realizadas entrevistas com consultores legislativos da Câmara dos Deputados e do Senado Federal, profissionais com ampla experiência na formulação e na tramitação de leis no Congresso Nacional. Essas entrevistas aconteceram em duas etapas. A primeira mediante envio, a todos os consultores das duas Casas Legislativas, de mensagens eletrônicas com conteúdo genérico sobre a questão

de pesquisa. Em seguida, com aqueles que responderam às mensagens, foram realizadas entrevistas não estruturadas. Os casos envolvem vários tipos de políticas públicas e diversos outros temas. É importante ressaltar que, para a correta aplicação do modelo, é fundamental compreender os principais elementos do processo legislativo atinente a cada caso em estudo. Disso decorre a análise do conteúdo dos textos debatidos, dos principais atores políticos envolvidos e das ocorrências procedimentais.

### Caso 1: Política urbana e habitacional – Regularização fundiária

Parlamentares ligados à questão urbana, já há alguns anos, têm direcionado esforços na Câmara dos Deputados tendo em vista a construção da futura Lei de Responsabilidade Territorial Urbana, em substituição à Lei 6.766/1979, que regula o parcelamento do solo para fins urbanos. O processo legislativo correspondente (PL 3.057/2000 e apensos), reunindo cerca de vinte proposições afetas ao tema, todas de autoria de parlamentares, já ultrapassou a etapa das comissões, tendo sido aprovado na forma

<sup>7</sup> Para compreender os valores dos escores, ver no Anexo a nota metodológica “Cálculo dos escores para os indicadores que formam o índice de apropriação”.

Quadro 2 – Índice de Apropriação: mapa dos escores

Participação		Abordagem		Tipo de Proposição		Índice de Apropriação
Indicador	Escore	Indicador	Escore	Indicador	Escore	
Participa	0	Semelhante	0	MPV	0	0
				PLI	0,5	0,5
				PLA	0,25	0,25
				N	0,75	0,75
				R	1	1
		Semelhante + novas ideias	0,5	MPV	0	0,5
				PLA	0,33	0,83
				PLI	0,66	1,16
		Diversa	1	R	1	1,5
PLA	0			1		
PLI	0,33			1,33		
MPV	0,66			1,66		
R	1	2				
Não participa	1	Conflitante	0	PLA	0,33	1,33
				PLI	0,66	1,66
				MPV	1	2
				R	1	2
		Diversa	0,33	PLA	0,33	1,66
				PLI	0,66	1,99
				MPV	1	2,33
				R	1	2,33
		Semelhante + novas ideias	0,66	PLA	0,33	1,99
				PLI	0,66	2,32
				MPV	1	2,66
				R	1	2,66
		Semelhante	1	PLA	0,33	2,33
				PLI	0,66	2,66
				MPV	1	3
				R	1	3

Onde MPV: Medida provisória; PLA: projeto de lei apensado; PLI: projeto de lei com tramitação independente; R: regulamento; N: nenhuma proposição.

de substitutivo elaborado no âmbito de comissão especial, que se encontra pronto para análise pelo plenário. Esse texto aborda regras para os novos parcelamentos e também para a regularização fundiária de ocupações preexistentes. O relator do texto mais

recente objeto de negociação, o substitutivo da comissão especial, foi o Deputado Renato Amary (PSDB/SP).

Desde o final de 2007, a movimentação política em prol da colocação desse processo concentra-se em deputados

que têm autoria de alguma das proposições apensas ou atuaram como relatores em algum momento. O Ministério das Cidades, cujos representantes acompanharam todas as discussões relevantes praticamente desde o início dos debates, nos últimos dois anos não mostrou entusiasmo em agilizar a votação final do texto na Câmara e consequente encaminhamento ao Senado Federal (Araújo, 2008).

Ocorre que, em março de 2009, foi adotada a medida provisória relativa ao Programa Minha Casa, Minha Vida (MPV 459/2009), que gerou a Lei 11.977/2009, tendo o Poder Executivo inserido no texto um capítulo relativo à regularização fundiária em áreas urbanas que se baseia integralmente em dispositivos constantes no substitutivo ao PL 3.057/2000 e apensos. As diferenças de conteúdo e mesmo de redação são pontuais. Têm origem no substitutivo mais recente elaborado no processo de discussão da Lei de Responsabilidade Territorial Urbana as regras mais importantes e inovadoras sobre o tema, como as que dizem respeito aos institutos da demarcação urbanística e da legitimação de posse, bem como a opção pelo tratamento diferenciado quanto às regularizações de interesse social, direcionadas à população de baixa renda, e as demais regularizações.

Deve ser comentado que as normas sobre regularização fundiária em áreas urbanas presentes na Lei 11.977/2009 são as únicas sobre o tema no plano nacional, o que lhes confere grande alcance político em face do grande número de ocupações

irregulares existentes nas cidades brasileiras. Outro aspecto a ser considerado, e que evidencia a natureza em essência política da opção do Executivo, é que as regras sobre regularização fundiária trazidas do processo da Lei de Responsabilidade Territorial Urbana não eram necessárias ao Programa Minha Casa, Minha Vida, já que esse programa federal abrange somente a construção de novas unidades habitacionais em terrenos regulares do ponto de vista urbanístico.

O capítulo sobre regularização fundiária poderia ser extraído da referida medida provisória, sem qualquer prejuízo ao Programa Minha Casa, Minha Vida. Diferentemente, a Lei de Responsabilidade Territorial Urbana com certeza será enfraquecida em seu conteúdo pela ausência de regras sobre regularização que se compatibilizem com as destinadas aos novos parcelamentos. Mais importante, a apropriação de parte relevante do texto que vinha sendo construído pelos parlamentares, e sua inserção na medida provisória base da Lei 11.977/2009, ao que parece, reduziu bastante as chances de aprovação, pelo menos a curto prazo, da Lei de Responsabilidade Territorial Urbana.

No exemplo, tem-se apropriação sem participação do *agenda holder*, o relator da comissão especial (1,00). O texto é bastante semelhante ao que se encontrava em pauta no Legislativo (1,00) e foi adotado via medida provisória (1,00). Na linha cooperação/ação unilateral, configura-se a situação mais característica de ação unilateral, com índice (3,0).

Quadro 3 – Índice de Apropriação para o Caso 1

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1,00	1,00	1,00	3,00

### Caso 2: Política de meio ambiente – Acesso aos recursos genéticos

A Convenção sobre Diversidade Biológica (CDB) assegura aos países detentores de recursos genéticos soberania sobre o seu patrimônio, e identifica o conhecimento tradicional como elemento essencial nas estratégias para a conservação da biodiversidade. Pouco tempo depois da entrada da CDB em vigor no país, a Senadora Marina Silva (PV/AC) apresentou projeto de lei, o PLS 306/1995, pretendendo tratar em legislação interna o tema disciplinado pela convenção.

Em agosto de 1998, o Poder Executivo encaminhou ao Congresso Nacional duas proposições sobre esse assunto: um projeto de lei com a mesma finalidade da iniciativa que tramitava no Senado, ou seja, regulando o acesso aos recursos genéticos e ao conhecimento tradicional associado de forma abrangente (PL 4.751/1998), além de uma proposta de emenda à Constituição definindo o patrimônio genético como bem da União (PEC 618/1998). A própria mensagem que acompanhou o projeto de lei (Brasil, 1998) reconheceu que o seu conteúdo fora baseado na proposição em trâmite de autoria de Marina Silva.

O projeto do Poder Executivo foi por ele retirado de tramitação em agosto

de 2000, quando já estava em vigor a MPV 2.052. A adoção dessa medida provisória foi efetivada sob críticas dos grupos que vinham acompanhando o processo no Legislativo, sobretudo as organizações não-governamentais socioambientalistas. Araújo (2002, p. 91) afirma a esse respeito:

*A edição da MP deixou um cenário de terra arrasada: interrompeu as discussões no Congresso Nacional sobre os projetos de lei; paralisou boa parte das pesquisas envolvendo recursos genéticos, na medida em que estabeleceu uma série de exigências cujo controle e fiscalização não foram atribuídos a quem quer que seja. Por fim não serviu como instrumento de proteção aos direitos dos povos indígenas e de comunidades locais, que continuam a ser ameaçados pelos interesses em saquear os seus conhecimentos e recursos naturais.*

A justificativa oficial para o ato foi a de que a falta de normas legais que regulamentassem a bioprospecção impedia a incorporação plena no país dos preceitos da CDB. Na verdade, a urgência da medida configurava reação a acordo firmado entre a organização social brasileira Biomazônia e a empresa suíça Novartis Pharma AG, sem intermediação dos órgãos da administração direta do governo federal. Mary Allegretti (2000, *apud* Sato,

2000, p. A21), então secretária da Coordenação da Amazônia do Ministério do Meio Ambiente, classificou o polêmico acordo, que acabou sendo suspenso, como uma biopirataria legalizada.

No final de 1998, a proposta Marina Silva havia sido votada pelo Senado Federal e remetida à Câmara dos Deputados, onde, juntamente com seus apensos, permanecia sem perspectiva de votação, situação que se mantém até hoje. A matéria é atualmente regulada pela MPV 2.186-16/2001, sucedânea da MPV 2.052/2000. Permanece sem votação no Legislativo, também, a PEC 618/1998.

Desde o início da gestão Marina Silva no MMA, que durou de janeiro de 2003 a maio de 2008, o Executivo vem trabalhando em anteprojeto de lei para substituição da medida provisória que disciplina o tema. Carta enviada ao Presidente da República, em 4 de março de 2005, por mais de trinta organizações da sociedade civil, afirma que há uma série de divergências internas no Poder Executivo em relação à matéria. São apontados como articuladores de uma postura que prejudica as populações tradicionais o Ministério da Ciência e Tecnologia, o Ministério da Agricultura e o Minis-

tério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio, em oposição ao Ministério do Meio Ambiente (Associação Brasileira de Organizações Não-Governamentais *et al.*, 2005). A própria Marina Silva, no governo, continuou sem força política para impor uma lei definitiva sobre o assunto.

Deve ficar claro que o conteúdo do PL 4.751/1998, assim como da MPV 2.052/2000 e suas sucedâneas, é assumidamente calcado nos projetos em trâmite no Parlamento, capitaneados pelo projeto de lei de autoria da Senadora Marina Silva. Há diferenças em relação a certos aspectos e inovação em parte das disposições, o que parece esperado em propostas relativas a temas novos e complexos como o acesso aos recursos genéticos e ao conhecimento tradicional associado, mas a inspiração para o conteúdo desses atos esteve, sem dúvida, nas proposições debatidas pelo Legislativo.

No caso, tem-se na primeira fase apropriação sem participação da autora (1,00), com envio de proposição de conteúdo semelhante ao que se encontrava em pauta, mas que incorpora novas ideias (0,66), como projeto de lei que passou a tramitar apensado aos preexistentes (0,33). Configura-se ação unilateral com índice (1,99).

Quadro 4 – Índice de Apropriação para o Caso 2

	Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1ª apropriação (PLA)	1,00	0,66	0,33	1,99
2ª apropriação (MPV)	1,00	0,66	1,00	2,66

Na segunda fase, mantém-se a apropriação sem participação da autora (1,00), o texto continua semelhante com novas ideias (0,66), passando a ser trabalhado via medida provisória (1,00). Há ação unilateral com índice (2,66).

### Caso 3: Política de meio ambiente – Gestão dos resíduos sólidos

Desde 1989, debatem-se no Parlamento regras direcionadas a disciplinar a gestão ambientalmente adequada dos resíduos sólidos. O PLS 354/1989, de autoria do Senador Francisco Rollemberg (DEM/SE), focando especificamente o lixo hospitalar, foi aprovado e remetido à Câmara dos Deputados em 1991. O processo na casa revisora (PL 203/1991 e apensos) foi tornado bastante complexo ao longo dos anos, reunindo cerca de 180 proposições, apresentadas por parlamentares de todas as origens partidárias possíveis. Alguns projetos tratam do tema de forma abrangente, enquanto outros se atêm a temas mais específicos, como pilhas e baterias, pneus usados, embalagens, reciclagem, importação de resíduos etc. A ideia é a aprovação da Lei da Política Nacional dos Resíduos Sólidos.

aprovou vários dos projetos na forma de um substitutivo, formalmente assinado pelo Deputado César Silvestri (PPS/PR), após a destituição do relator Deputado Ivo José (PT/MG) no dia da votação, por iniciativa da liderança de seu próprio partido, descontente com o conteúdo do parecer por ele proferido<sup>8</sup>.

Mais de um ano depois, o Poder Executivo enviou sua versão para a futura lei, o PL 1.991/2007, que foi também inserta no processo do PL 203/1991 e apensos. A opção foi de uma lei ampla, que não chega a detalhar regras específicas para tipos determinados de resíduos. Há novidades importantes no conteúdo dessa proposta, como a atenção especial aos planos municipais de gestão integrada de resíduos sólidos. O texto aprovado pelo plenário na Câmara em março de 2010, atualmente sob análise pelo Senado Federal, aproveitou parte considerável do PL 1.991/2007.

Tem-se no exemplo apropriação sem participação do *agenda holder*, considerados seja o Deputado César Silvestri seja o Deputado Ivo José (1,00). O projeto do Executivo abordou a matéria de forma diversa (0,33) e foi

Quadro 5 – Índice de Apropriação para o Caso 3

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1,00	0,33	0,33	1,66

Para a análise do PL 203/1991 e seus apensos, foi constituída uma comissão especial que, em julho de 2006,

<sup>8</sup> Ver notas taquigráficas da sessão da comissão especial do PL 203/1991 e apensos do dia 04 jul. 2006, disponíveis em: <http://www2.camara.gov.br/atividade-legislativa/plenario/discursos>. Acesso em: 10 mai. 2010.

apensado no processo legislativo preexistente (0,33). Tem-se posição praticamente intermediária na linha cooperação/ação unilateral, com apropriação em índice (1,66).

#### **Caso 4: Política de meio ambiente – Pagamento por serviços ambientais**

Uma das ferramentas mais debatidas no Brasil no âmbito dos chamados instrumentos econômicos de política ambiental nos últimos anos é o pagamento por serviços ambientais (PSA), mediante o qual atividades humanas de recuperação ou proteção dos ecossistemas recebem retribuição, que pode ter caráter monetário ou não. Desde 2007, tramitam na Câmara dos Deputados projetos de lei que objetivam disciplinar o PSA, sendo a iniciativa mais antiga nesse sentido o PL 792/2007, de autoria do Deputado Anselmo de Jesus (PT/RO).

Os debates na Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (CMADS), a primeira câmara técnica à qual o processo referente a esses projetos foi distribuído, direcionaram-se à construção de um substitutivo do relator, Deputado Jorge Khoury (DEM/BA), atual presidente da CMADS. Mesmo estando diretamente envolvido nessas discussões, o Poder Executivo optou por enviar

sua própria proposta sobre o tema, o PL 5.487/2009, que foi apensada no referido processo. Não obstante ser possível argumentar que a iniciativa do Presidente da República se justifica em face de as medidas previstas quanto ao PSA terem relação com programação de ações do Ministério do Meio Ambiente, é importante colocar que o texto encaminhado tem conteúdo bastante próximo do que já vinha sendo debatido como substitutivo do Deputado Jorge Khoury.

Na verdade, aqui soa complicado identificar autoria e eventual apropriação de ideias. Se o PL 5.407/2009 foi formalizado mais de dois anos após a apresentação do PL 792/2007, grupo de trabalho no âmbito do Poder Executivo havia preparado minuta de proposição sobre o PSA em 2006 (Negret, 2007), e encontrado dificuldades em seu encaminhamento para o Legislativo. Os processos de debate no Legislativo e no Executivo em princípio parecem estar caminhando até agora de forma imbricada.

No exemplo, tem-se participação do *agenda holder*, Deputado Jorge Khoury (0), e encaminhamento de texto semelhante (0) na forma de projeto de lei que foi apensado no processo em trâmite no Legislativo (0,25). No cômputo final, há cooperação com índice (0,25).

Quadro 6 – Índice de Apropriação para o Caso 4

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
0	0	0,25	0,25

### **Caso 5: Política de meio ambiente – Cooperação entre os entes federados**

O art. 23 da Constituição Federal estabelece as atribuições comuns de União, Estados, Distrito Federal e Municípios no campo executivo. Nesse rol, estão “proteger o meio ambiente e combater a poluição em qualquer de suas formas” (inciso VI) e “preservar as florestas, a fauna e a flora” (inciso VII). No parágrafo único do referido dispositivo, ficava estabelecido que lei complementar dispusesse sobre “a cooperação entre a União e os Estados, o Distrito Federal e os Municípios, tendo em vista o equilíbrio do desenvolvimento e do bem-estar em âmbito nacional”. Com a Emenda Constitucional 53/2006, o parágrafo único passou a prever “leis complementares” com essa finalidade.

Em 2003, o Deputado Sarney Filho (PV/MA), que acabara de ser Ministro do Meio Ambiente, apresentou projeto de lei complementar que dava ao parágrafo único do art. 23 de nossa Carta Política uma interpretação original. Não obstante a redação ainda mencionar “lei complementar”, defendia a possibilidade de várias leis complementares dispoendo sobre a forma de cooperação entre os diferentes entes federados para a execução das atribuições abarcadas pelo art. 23. O PLP 12/2003, ainda em trâmite, estabelece normas nesse sentido no que toca especificamente à política ambiental.

O projeto manteve-se em tramitação lenta até que o Poder Executivo op-

tou pela inserção de proposta de sua autoria, com a mesma finalidade, no âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento. Enviou ao Legislativo o PLP 388/2007, que foi apensado ao PLP 12/2003. A redação das duas proposições não é a mesma, mas a estrutura dos principais dispositivos sim. Em suma, intenta-se que fiquem claras as responsabilidades de União, Estados, Distrito Federal e Municípios em termos de política ambiental, uma vez que há atualmente uma série de disfunções associadas a imprecisões nessa linha no Sistema Nacional do Meio Ambiente<sup>9</sup>.

O PLP 12/2003 foi aprovado pela Câmara dos Deputados no final de 2009 e se encontra sob análise do Senado Federal. A permanecer o texto aprovado na Câmara, seu conteúdo não contempla dispositivos sobre órgãos ou entidades da administração federal específicos, pelo que não há em princípio razão jurídica para a iniciativa legislativa privativa do Presidente da República. A futura lei complementar poderia ter sido construída mediante debate apenas da proposição de origem parlamentar. De toda forma, a tramitação parece ter sido acelerada por força do PLP 388/2007 e o autor do primeiro projeto esteve envolvido diretamente nas negociações sobre a matéria

No caso, tem-se participação do autor no processo (0), com o envio de projeto de lei complementar com conteúdo semelhante que incorpora novas

<sup>9</sup> Ver [http://www.correioforense.com.br/noticia/idnoticia/52658/titulo/Batalha\\_ambiental\\_no\\_Congresso.html](http://www.correioforense.com.br/noticia/idnoticia/52658/titulo/Batalha_ambiental_no_Congresso.html). Acesso em: 11 mai. 2010.

Quadro 7 – Índice de Apropriação para o Caso 5

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
0	0,50	0,33	0,83

ideias (0,50). A proposta do Executivo tramita apenas à preexistente (0,33). No ato de apropriação em si, assim, há cooperação com índice (0,83), apesar do conflito que passou a ocorrer quanto ao texto da futura lei complementar<sup>10</sup>.

### Caso 6: Política agrária

O Deputado Asdrúbal Bentes (PMDB/PA) foi membro ativo da comissão especial que trabalhou no processo de construção da Lei 11.284/2006 (Lei de Gestão das Florestas Públicas), direcionada principalmente a disciplinar as concessões florestais para a iniciativa privada. Após a entrada em vigor da referida lei, o parlamentar apresentou o PL 2.278/2007, projeto com alteração pontual na Lei 8.666/1993 (Lei de Licitações), dispondo sobre a concessão de títulos de propriedade ou de direito real de uso de terras públicas da União, dispensada a licitação, às pessoas físicas que tenham cumprido os requisitos mínimos de cultura e moradia sobre área rural de até quinze módulos fiscais. O parlamentar defendia que a Lei de Gestão das Florestas Públicas não solucionara o problema da ocupação irregular

das terras na Amazônia por pessoas físicas, pequenos e médios produtores rurais.

A redação da MPV 422/2008 reproduziu na íntegra o PL 2.278/2007, que foi declarado prejudicado com a sanção da Lei 11.763/2008. No texto final aprovado, fruto de projeto de lei de conversão apresentado pelo próprio Deputado Asdrúbal Bentes na condição de relator, foram combinados dois critérios e a dispensa de licitação passou a ser admitida para áreas de até quinze módulos fiscais, desde que não excedam mil e quinhentos hectares.

O mesmo parlamentar foi posteriormente relator de outra medida provisória relacionada ao mesmo tema, a MPV 458/2008, que gerou a Lei 11.952/2009. Nesse diploma legal, são detalhadas uma série de regras para a regularização fundiária de ocupações em terras da União na Amazônia Legal, na verdade demanda política do Deputado Asdrúbal Bentes e outros parlamentares da região antes mesmo do processo da Lei de Gestão das Florestas Públicas.

No exemplo, ocorreu apropriação com participação do autor (0), nomeado para duas relatorias sequenciais afetas ao tema. O texto da medida provisória (0) era idêntico ao proposto anterior-

<sup>10</sup> O tom de cooperação sofreu forte abalo recentemente. Na votação de plenário da Câmara, o Partido Verde colocou-se contra a redação vencedora, em razão de dispositivo que restringe o poder de atuação da esfera central de governo na fiscalização ambiental.

Quadro 8 – Índice de Apropriação para o Caso 6

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
0	0	0	0

mente pelo parlamentar (0). Tem-se o caso mais típico de cooperação na esfera política, com índice (0).

### Caso 7: Política energética – Biodiesel

Biodiesel é uma denominação ampla referente aos combustíveis para motores de combustão interna por compressão derivados de fontes renováveis como óleos de dendê, soja, palma e mamona. A realização de pesquisa específica sobre o tema foi uma das primeiras iniciativas do Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica da Câmara dos Deputados, instalado em 2003, gerando uma publicação técnica<sup>11</sup> e a apresentação, em abril de 2004, de um projeto de lei assinado pelo Deputado Ariosto Holanda (PSDB/CE), em conjunto com os ou-

dois por cento de biodiesel ao óleo diesel, percentual que poderia ser elevado pelo Executivo para até cinco por cento. Previa também total isenção de tributos federais no caso do biodiesel ser fabricado a partir de oleaginosas cultivadas por unidades familiares, agrupadas em cooperativas ou associações de pequenos agricultores. O controle administrativo das regras propostas era remetido à Agência Nacional do Petróleo (ANP).

O Poder Executivo, em setembro de 2004, adotou medida provisória (MPV 214/2004) alterando pontualmente as leis que dispõem sobre a política energética nacional e a distribuição de combustíveis, mediante a inserção de dispositivos sobre o biodiesel com redação genérica, cujo foco era

Quadro 9 – Índice de Apropriação para o Caso 7

	Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1ª apropriação (MPV <sub>1</sub> )	0	1,00	0,66	1,66
2ª apropriação (MPV <sub>2</sub> )	0	1,00	0,66	1,66

tros membros do referido conselho (PL 3.368/2004).

O referido projeto estabelecia a obrigatoriedade da adição de no mínimo

explicitar o controle da produção, estocagem, distribuição e revenda pela ANP.

Não obstante o texto na MPV 214/2004 não reproduzir o conteúdo do PL 3.368/2004, parte relevante do

<sup>11</sup> Ver <http://www2.camara.gov.br/conheca/altos-estudos/biodieselPDE.html>. Acesso em: 20 abr. 2010.

conteúdo desse projeto foi retomada no projeto de lei de conversão elaborado pelo relator, Deputado Betinho Rosado (DEM-RN), que apresentava proximidade política com o primeiro autor do PL 3.368/2004, o que indica que ocorreu negociação política prévia com o Deputado Ariosto Holanda. Gerou-se a Lei 11.097/2005. Logo após, a Lei 11.116/2005, também originária de medida provisória (MPV 227/2004), trouxe incentivos fiscais para o produtor de biodiesel, incluindo a possibilidade de tratamento diferenciado para agricultores familiares e cooperativas.

É importante entender que, apesar de as duas medidas provisórias aqui mencionadas não apresentarem o mesmo conteúdo do projeto proposto pelos membros do Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica da Câmara dos Deputados, foram os debates no referido órgão do Legislativo que primeiramente trouxeram para debate político a proposta de legislação específica sobre o assunto, bem como delimitaram os principais elementos da discussão posterior. Note-se que as normas constantes nas duas novas leis, em princípio, poderiam ter sido aprovadas no processo do PL 3.368/2004, que regimentalmente foi declarado prejudicado. Poderiam ter sido levantados entraves pontuais à

aprovação mediante projeto de lei de autoria de parlamentar apenas em relação a dispositivos que eventualmente viessem a alterar atribuições de órgãos públicos.

Nos dois momentos de apropriação, tem-se participação do autor e do *agenda holder* (0), com texto que tem abordagem diversa da proposição de origem parlamentar (1,00), adotado na forma de medida provisória (0,66). Há situação quase intermediária, com cooperação em índice (1,66).

### Caso 8: Política de biossegurança

A Lei 8.974/1995 (Lei da Biossegurança), a primeira a dispor sobre o polêmico tema da liberação no meio ambiente de organismos geneticamente modificados, é originária de proposição de autoria do Senador Marco Maciel (PLS 114/1991). O texto aprovado pelo Congresso Nacional foi objeto de veto em dois de seus artigos, que autorizavam a criação da Comissão Técnica Nacional de Biossegurança (CTNBio) e previam sua composição e atribuições. A CTNBio foi logo depois criada por decreto do Presidente da República, cuja base jurídica, em razão do veto, incorria em fragilidade.

Em razão da complexidade da matéria, das polêmicas a ela associadas e

Quadro 10 – Índice de Apropriação para o Caso 8

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1,00	0,33	0,66	1,99

também dos problemas referentes à CTNBio, logo após a entrada em vigor da Lei da Biossegurança, começaram a surgir proposições legislativas defendendo ajustes em seu texto ou tratando de tópicos diferenciados associados ao tema. A partir de 1997, constam vários projetos de autoria de parlamentares com esse propósito. No processo da Câmara dos Deputados encabeçado pelo PL 2.905/1997, de autoria do Deputado Fernando Gabeira (PV/RJ), que tratava especificamente da rotulagem de alimentos com origem transgênica, havia apensadas mais de vinte propostas sobre aspectos relacionados direta ou indiretamente à Lei da Biossegurança, apresentadas por parlamentares de diversas filiações partidárias.

Quando o Poder Executivo encaminhou ao Congresso Nacional projeto de lei (PL 2.401/2003) contemplando uma nova Lei da Biossegurança, ocorreu fato digno de registro. Não obstante haver comissão especial instalada na Câmara relativa ao PL 2.905/1997 e apensos, a opção foi a não apensação da proposta do Executivo, que foi direcionada a uma nova comissão especial constituída exclusivamente para sua análise. No final, com a sanção da Lei 11.105/2005, gerada a partir da proposta do Executivo, todas as proposições então em trâmite sobre o tema de autoria de parlamentares

foram declaradas prejudicadas, nos termos regimentais. A paternidade da lei, do ponto de vista político, não parece ter sido considerada questão de menor importância nesse caso, cujos detalhes em termos de negociação demandariam a aplicação de entrevistas.

No exemplo, há apropriação sem participação do Deputado Fernando Gabeira, ou melhor, do conjunto de autores (1,00), mediante o envio de projeto de lei com abordagem diversa (0,33) e trâmite independente (0,66). No cômputo total, tem-se ação unilateral com índice (1,99).

#### **Caso 9: Política de saúde – Farmácia popular**

A Lei 10.858/2004 trata da disponibilização de medicamentos pela Fundação Oswaldo Cruz, mediante ressarcimento, visando a assegurar à população o acesso a produtos básicos e essenciais à saúde a baixo custo. Sua origem foi a MPV 154, datada de dezembro de 2003. Na justificativa do ato, destacava-se a necessidade de dar destinação à produção excedente de medicamentos e utilizar a capacidade ociosa dos laboratórios públicos, bem como de disponibilizar a população medicamentos essenciais a baixo custo (Brasil, 2003). O Decreto 5.090/2004 regulamentou a lei em

Quadro 11 – Índice de Apropriação para o Caso 9

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1,00	0,33	1,00	2,33

questão e instituiu o programa “Farmácia Popular do Brasil”, denominação com forte apelo político.

Avalia-se que o conteúdo da medida provisória e da regulamentação posterior foi inspirado no PL 4.702/1994, de autoria do Deputado Eduardo Jorge (PV/SP), que se desligara há pouco tempo do Partido dos Trabalhadores. Essa proposição regulava a criação das farmácias populares, entendidas os estabelecimentos farmacêuticos de caráter privado que, mediante contrato de franquia empresarial com o Estado, comercializassem diretamente ao consumidor, na forma do varejo, medicamentos a preços reduzidos, com preços tabelados e margem de comercialização preestabelecida. Esse projeto passou por tramitação lenta na Câmara e foi aprovado e remetido ao Senado apenas em maio de 2003.

Provavelmente em razão de o PL 4.702/1994 abordar o tema das farmácias populares de forma diferente da Lei 10.858/2004, ele não foi considerado imediatamente prejudicado com a sanção da lei. O tipo de relação entre o Estado e os estabelecimentos a disponibilizar os produtos diferia: franquia, na visão do Deputado Eduardo Jorge, e convênios com Estados e Municípios e contratos com produtores de medicamentos, conforme

estabelece a lei. O Senado, contudo, a partir de parecer do Senador Marco Maciel (DEM/PE), rejeitou a proposta em 2006, justificando exatamente a existência da Lei 10.858/2004.

No exemplo, há apropriação sem participação do autor (1,00), com adoção de texto de conteúdo diverso (0,33) mediante medida provisória (1,00). Configura-se ação unilateral com índice (2,33).

#### **Caso 10: Política de educação – Fundeb**

A Lei 11.494/2007, que regulamentou o Fundo de Manutenção e Desenvolvimento da Educação Básica e de Valorização dos Profissionais da Educação (Fundeb) previsto no art. 60 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, teve sua origem na MPV 339/2006. O texto dessa medida provisória é amplo, abarcando disposições referentes a fontes de receita, participação da União, junta de acompanhamento dos fundos, regras de gestão e aplicação dos recursos, controle social e fiscalização.

Parte do conteúdo da MPV 339/2006 foi baseada em proposições em trâmite no Legislativo. O principal exemplo está na questão do controle social, trabalhada a partir dos substitutivos ao PL 241/1999, de autoria do De-

Quadro 12 – Índice de Apropriação para o Caso 10

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
0	0,50	0	0,50

putado Professor Luizinho (PT/SP), apresentados na Comissão de Educação e Cultura (CEC) e na Comissão de Constituição e Justiça e de Cidadania (CCJC), respectivamente pelo Deputado Gastão Vieira (PMDB/MA) e pela Deputada Fátima Bezerra (PT/RN). Note-se que o controle social é ponto importante dessa legislação. Sena (2008, p. 321), ao comentar a Lei do Fundeb, afirma que, “no aspecto do controle social, as fragilidades reveladas no período do Fundef levaram ao aperfeiçoamento das regras referentes aos conselhos, acerca de sua autonomia, democracia, composição e instrumentos”. Cabe dizer que a Deputada Bezerra atuou como relatora da MPV 339/2006 e, integrando a base governista, articulou os acordos ocorridos no processo.

No caso, ocorreu apropriação com participação da *agenda holder* Deputada Fátima Bezerra (0). Foi adotado texto com conteúdo semelhante que incorpora novas ideias (0,50), por meio de medida provisória (0). No cômputo final, tem-se cooperação com índice (0,50).

### **Caso 11: Política de educação – Alimentação escolar e outras ações de apoio suplementar**

Outro exemplo que merece atenção na política de educação está na MPV 455/2009, origem da Lei 11.947/2009, que dispõe sobre o atendimento da alimentação escolar e do Programa Dinheiro Direto na Escola aos alunos da educação básica. O conteúdo da medida provisória reproduziu projeto de iniciativa do próprio Poder

Executivo, que havia sido apensado a proposição em trâmite de autoria do Deputado Elismar Prado (PT/MG), o PL 1.659/2007.

O relator da comissão especial constituída na Câmara para análise do PL 1.659/2007 e seu apenso, Deputado Nazareno Fonteles (PT/PI) havia aproveitado o conteúdo do projeto do Executivo na forma de um substitutivo aos dois projetos. No lugar de aprovar esse texto no Senado, o Executivo optou pela adoção da via extraordinária. Com a sanção da Lei 11.947/2009, o PL 1.659/2007 foi declarado prejudicado.

Na escolha do caminho da medida provisória, pode ter pesado a questão da autoria formal da lei e, também, parecer do Senador Francisco Dornelles (PP/RJ), na condição de relator na Comissão de Constituição, Justiça e Cidadania, que apontava a inconstitucionalidade de dispositivos no texto. Havia sido considerado inconstitucional pelo parlamentar, por ferir a autonomia político-administrativa dos entes federados, o conteúdo do atual art. 14 da Lei 11.947/2009, dispositivo que estabelece que, dos recursos financeiros repassados pelo Fundo Nacional de Desenvolvimento da Educação no âmbito do Programa Nacional de Alimentação Escolar, no mínimo trinta por cento deverão ser utilizados na aquisição de gêneros alimentícios diretamente da agricultura familiar e do empreendedor familiar rural ou de suas organizações, priorizando-se os assentamentos da reforma agrária, as comunidades tradicionais indígenas e comunidades quilombolas. Esse tó-

Quadro 13 – Índice de Apropriação para o Caso 11

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
0	0,50	0	0,50

pico foi bastante destacado pelo Executivo na divulgação dos benefícios trazidos pela nova lei<sup>12</sup>.

No caso, há apropriação com participação do autor e do *agenda holder* (0), Deputados Elismar Prado e Nazareno Fonteles, com adoção de texto semelhante que incorpora novas ideias (0,50) por meio de medida provisória (0). No cômputo geral, tem-se cooperação com índice (0,50).

### Caso 12: Política de educação – Estágio estudantil

Exemplo que merece ser comentado, na interface entre a política de educação e as normas trabalhistas, está no processo da Lei 11.788/2008, que disciplina o estágio, estipulando direitos e deveres de empresas e estudantes. Fica estabelecido tempo máximo de dois anos de duração, carga máxima de seis horas diárias para o estudante do ensino superior e várias outras disposições. A lei foi formalmente gerada por projeto de autoria do Senador Osmar Dias (PDT/PR), o PLS 473/2003.

Em 2007, o Poder Executivo apresentou proposta sobre o tema em regime

de urgência constitucional, o PL 993, que foi aprovado na Câmara e encaminhado ao Senado. O Senador Dias requereu e obteve a tramitação conjunta com o PLS 473/2003. As duas proposições foram remetidas às Comissões de Educação e de Assuntos Sociais, para análise simultânea.

Os pareceres do relator na Comissão de Educação, Senador Raimundo Colombo (DEM/SC) e da relatora na Comissão de Assuntos Sociais, Senadora Ideli Salvatti (PT/SC) foram pela aprovação do projeto do Executivo e rejeição da proposição do Senador Dias. Já no plenário, foi solicitado retorno do processo para reexame pela Comissão de Educação, que decidiu pela aprovação do projeto de autoria parlamentar, com substitutivo. Essa posição foi vitoriosa ao final do processo e, por consequência, declarada a prejudicialidade da proposição do Executivo. Cabe explicar que a proposta original do Senador Dias e o projeto do Executivo não tinham conteúdo coincidente. As discrepâncias foram solucionadas politicamente, com a construção do substitutivo.

O Senador Dias explicitou claramente seu descontentamento com os atropelos do Executivo em relação a projetos de autoria de parlamentares. Sua fala no plenário do Senado foi no sentido de que “o Governo tentou roubar

<sup>12</sup> Ver <http://www.fomezero.gov.br/noticias/mp-garante-alimentos-da-agricultura-familiar-para-escolas/?searchterm=repassados>. Acesso em 03 mai. 2010.

a autoria” da lei<sup>13</sup>. Nesse processo em que a leitura política do próprio autor foi de ação unilateral, ocorreu apropriação sem sua participação (1,00) e envio de projeto com conteúdo diverso (0,33), de trâmite em primeiro estágio independente (0,66). Na soma, há índice (1,99).

Câmara em 1998, onde permaneceu em lenta tramitação. O PL 1.394/2003 foi a ele apensado, mas o relator da matéria na Câmara, Deputado Reginaldo Lopes, optou pela proposta do Executivo, na forma de um substitutivo. Cabe dizer que o processo na Câmara trabalhava com cerca de trinta

Quadro 14 – Índice de Apropriação para o Caso 12

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1,00	0,33	0,66	1,99

### Caso 13: Política de emprego

O PL 1.394/2003, de autoria do Poder Executivo, gerou a Lei 10.748/2003, que criou o Programa Nacional de Estímulo ao Primeiro Emprego para os Jovens, posteriormente revogada pela Lei 11.692/2008, que trata do Programa Nacional de Inclusão de Jovens.

A proposição aproveitou a ideia e a força política da expressão “primeiro emprego” do PLS 142/1995, de autoria do Senador Osmar Dias (PDT/PR), que propunha o “Programa de Estí-

projetos apensos de assuntos conexos, considerada a proposta do Senado como principal por já ter parecer final de uma das casas legislativas, além de ser a mais antiga.

No exemplo, tem-se apropriação sem participação do parlamentar (1,00), com proposição de texto que tratava o tema de forma mais detalhada, diversa (0,33), na forma de projeto de lei que tramitou apensado ao processo preexistente (0,33). Configura-se posição quase intermediária, com apropriação em índice (1,66).

Quadro 15 – Índice de Apropriação para o Caso 13

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1,00	0,33	0,33	1,66

mulo ao Primeiro Emprego”. O projeto de autoria do parlamentar fora aprovado pelo Senado e remetido à

### Caso 14: Política de previdência e assistência social – Apoio aos hansenianos

A Lei 11.520/2007, que dispõe sobre a concessão de pensão especial às pessoas atingidas pela hanseníase que

<sup>13</sup> Ver discurso na sessão do dia 27 ago. 2008 disponível em: <http://www.senado.gov.br/sf/atividade/pronunciamento/detTexto.asp?t=375464>, Acesso em: 02 mai. 2010.

Quadro 16 – Índice de Apropriação para o Caso 14

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
0	0	0	0

foram submetidas a isolamento e internação compulsórios, foi gerada a partir da MPV 373/2007. Essa medida provisória foi adotada com conteúdo muito próximo do PLS 206/2006, de autoria do Senador Tião Viana (PT/AC). Com a sanção da lei, o referido projeto, que já se encontrava na fase de revisão pela Câmara dos Deputados, foi declarado prejudicado.

Note-se que a tramitação do projeto corria normalmente, em princípio sem justificativa para a adoção da via extraordinária da medida provisória. Sequer poderia ser considerada lenta. Como justificativa para o ato, poderia ser colocado que o Executivo acrescentou ao texto em debate no Legislativo a estimativa da despesa anual com o benefício. De toda forma, como os gastos com a medida foram remetidos genericamente à margem de expansão das despesas obrigatórias de caráter continuado prevista na Lei de Diretrizes Orçamentárias, em princípio esse tipo de acréscimo, se realmente necessário, poderia ter sido efetivado no próprio PLS 206/2006.

Deve ser comentado que, como o tema estava em debate, desde 2006, também no âmbito de grupo de trabalho coordenado pela Secretaria apresentado na Comissão de Educação e Cultura Especial dos Direitos Humanos da Presidência da Repúbli-

ca e o parlamentar é ativo membro da base governista, a medida provisória parece ter sido adotada em esquema de cooperação. Haveria, assim, apropriação com participação do autor (0), mediante medida provisória (0) com conteúdo semelhante (0), a situação de cooperação plena expressa no índice (0).

#### **Caso 15: Política de previdência e assistência social – Trabalhador rural**

Exemplo de conflito declarado entre governo e oposição na política de previdência e assistência social está na MPV 385/2007, que prorrogou o prazo para o trabalhador rural enquadrado na categoria de segurado contribuinte individual que presta serviço em caráter eventual, sem relação de emprego, requerer aposentadoria por idade.

Após a aprovação na Câmara dos Deputados, o Senado Federal rejeitou os pressupostos constitucionais de relevância e urgência do ato e determinou seu arquivamento. Deve-se dizer que o Senador Alvaro Dias (PSDB/PR) era autor de proposição em trâmite sobre o mesmo assunto apresentada seis meses antes, o PLS 56/2007. Na verdade, esse projeto de lei consistia na reapresentação de proposição do mesmo parlamentar bem mais antiga, o PLS 154/2002.

Quadro 17 – Índice de Apropriação para o Caso 15

	Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1ª apropriação (MPV <sub>1</sub> )	1,00	1,00	1,00	3,00
2ª apropriação (MPV <sub>2</sub> )	1,00	0,66	1,00	2,66

O projeto de autoria de parlamentar acabou sendo rejeitado, principalmente em face da sanção da Lei 11.718/2008, que abordou a prorrogação inserta em conteúdo mais amplo, criando o contrato de trabalhador rural por pequeno prazo e estabelecendo normas transitórias sobre a aposentadoria do trabalhador rural. Cabe registrar que a referida lei teve origem em outra medida provisória, a MPV 410/2007.

O Senador Alvaro Dias tomou a adoção da MPV 385/2007 como um caso de ação unilateral. Sua manifestação oral em plenário foi no sentido de que “o Governo simplesmente copiou um projeto de origem no Senado Federal, que poderia ter sido aprovado já em 2002”.<sup>14</sup> O caso do primeiro ato do Executivo é de apropriação sem participação do autor (1,00), mediante texto com conteúdo semelhante (1,00) adotado por medida provisória, a situação típica de ação unilateral com cômputo (3,00). Mantida a não participação do autor (1,00) esse conteúdo foi desenvolvido com a incorporação de novas ideias (0,66) na

segunda medida provisória (1,00), somando (2,66).

### **Caso 16: Política de previdência e assistência social – Certificação de entidades e aspectos correlatos**

A MPV 446/2008, relativa à certificação das entidades beneficentes de assistência social e a procedimentos de isenção de contribuições para a seguridade social, reproduziu texto de autoria do próprio Executivo então em trâmite, o PL 3.021/2008, apresentado alguns meses antes. Registre-se que, desde 2006, havia em trâmite na Câmara dos Deputados projeto do Senado Federal, de autoria do Senador Flávio Arns (PT/PR) tratando do mesmo tema, embora de forma parcial, bastante sintética (PL 7.494/2006).

Em fevereiro de 2009, o relator da MPV 446/2008, Deputado Ricardo Barros (PP/PR) manifestou-se pela inadmissibilidade do ato. No parecer aprovado<sup>15</sup>, menciona-se reunião do Colégio de Líderes que encaminhou pela rejeição da medida provisória de forma a pacificar polêmicas acerca da proposição, bem como firmou

<sup>14</sup> Ver discurso na sessão de 19 mar. 2008 disponível em: <http://www.senado.gov.br/sf/atividade/pronunciamento/detTexto.asp?t=372781>. Acesso em 02 mai. 2010.

<sup>15</sup> Disponível em: [http://www.camara.gov.br/sileg/Prop\\_Detalhe.asp?id=423386](http://www.camara.gov.br/sileg/Prop_Detalhe.asp?id=423386). Acesso em: 15 mai. 2010.

Quadro 18 – Índice de Apropriação para o Caso 16

	Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1ª apropriação (PLA)	0	1,00	0	1,00
2ª apropriação (MPV)	0	1,00	0,66	1,66

compromisso de conferir celeridade às proposições do Legislativo que tratassem da mesma matéria. Com o arquivamento da MPV 446/2008, foi aprovado o PL 3.021/2008, com substitutivo, e rejeitada a proposição de autoria do Senador Flávio Arns.

Nesse processo, que ilustra interessantes mudanças de estratégia do Executivo e negociação política relativa aos projetos em trâmite de origem parlamentar, em primeiro momento há apropriação provavelmente com participação do autor da proposição aprovada no Senado (0), com apresentação de texto diverso (1,00) via projeto de lei apenso (0), computando-se índice de apropriação (1,00). Na segunda fase, mantida a participação (0), tem-se texto diverso (1,00) mediante medida provisória (0,66), em índice de (1,66), próximo da situação intermediária na linha cooperação/ação unilateral.

### Caso 17: Consórcios públicos

O PL 3.884/2004, de autoria do Poder Executivo, objetivava disciplinar a constituição de consórcios públicos, aplicáveis para todos os entes federados tendo em vista a realização de objetivos comuns. Quando esse projeto foi enviado ao Legislativo, a Câmara dos Deputados já havia aprova-

do e remetido ao Senado Federal o PL 1.071/1999, de autoria do Deputado Rafael Guerra (PSDB/MG), com o mesmo propósito de regular os consórcios públicos.

O parlamentar, então coordenador da Frente Parlamentar de Saúde, que debatia o tema dos consórcios na esfera intermunicipal, não fora consultado ou participado de qualquer negociação relativamente à proposição oriunda do Executivo. Mais do que isso, Guerra (2004) expôs de forma clara sua indignação com a situação:

*Tivemos recentemente duas surpresas em relação ao assunto em pauta, pois o governo apresentou há 30 dias, em regime de urgência constitucional, projeto de lei regulamentando os consórcios públicos. A primeira surpresa, positiva, é que os críticos de outrora reviram sua posição, e agora defendem os consórcios públicos e, ainda mais, com urgência, para recuperar os 11 anos perdidos em críticas subjetivas, periféricas e estéreis<sup>16</sup>. A segunda surpresa, negativa, é que um governo sem propostas, desrespeitando e atropelando o Poder Legislativo, copia um projeto de lei de um*

<sup>16</sup> A referência aos onze anos toma como base a adoção, desde 1993, dos consórcios intermunicipais de saúde em Minas Gerais, unidade da Federação de origem do parlamentar.

*deputado, já em fase final de aprovação, tentando assumir a paternidade de uma experiência de 11 anos e de um projeto de lei apresentado há 5 anos. Entre plágio e clonagem, prefiro classificar esta atitude como uma clonagem, até porque nos dias atuais, o clone é sempre mais frágil e pior que o original, o que é o caso do Projeto de Lei 3.884/04 do Poder Executivo Federal.*

O projeto do Executivo não prosperou na Câmara e foi declarado prejudicado com a aprovação da Lei 11.107/2005, gerada a partir do PL 1.071/1999. Posteriormente, o Executivo recuperou disposições presentes em sua proposta no Decreto 6.017/2007.

No exemplo, há apropriação sem participação do parlamentar (1,00), efetivada com texto que dava tratamento mais detalhado, diverso, à matéria (0,33), trabalhado em projeto de lei que teve trâmite independente (0,66). No total, ação unilateral com índice (1,99).

tação nos empreendimentos imobiliários. O tema surgiu em proposição de autoria do Deputado Ayrton Xerez (DEM/RJ), apresentada em resposta à falência da empresa Encol, que prejudicou grande número de adquirentes de unidades imobiliárias em todo o país, o PL 2.109/1999. A proposta previa que o terreno e as acessões objeto de incorporação imobiliária, bem como bens e direitos a ela vinculados, manter-se-iam apartados do patrimônio do incorporador e constituiriam patrimônio de afetação, destinado à consecução da edificação correspondente e à entrega das unidades imobiliárias aos respectivos adquirentes. Esse acervo não se confundiria com os bens, direitos e obrigações do patrimônio geral do incorporador. Sendo assim, a insolvência do incorporador não atingiria o patrimônio de afetação. A proposta de cada incorporação constituir um patrimônio de afetação havia surgido há pouco tempo em anteprojeto apresentado ao Instituto dos Advogados Brasileiros pelo professor Cha-

Quadro 19 – Índice de Apropriação para o Caso 17

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1,00	0,33	0,66	1,99

### **Caso 18: Relações de consumo e direitos do consumidor – Empreendimentos imobiliários**

Tendo relação com os direitos do consumidor e indiretamente também com a política urbana, pode ser trazido a foco o processo que gerou normas sobre o patrimônio de afe-

lhub (1998), conforme explicitado na própria justificativa do projeto do Deputado Ayrton Xerez.

Após tempo considerável sem decisão sobre esse processo, o Poder Executivo enviou ao Legislativo o PL 3.065/2004, que foi apensado ao PL 2.109/1999, sob o regime de urgência

Quadro 20- Índice de Apropriação para o Caso 18

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1,00	0,66	0,33	1,99

previsto no art. 64 da Constituição Federal. Esse projeto tinha escopo mais amplo do que regular o patrimônio de afetação nas incorporações, incluindo também dispositivos sobre títulos de crédito imobiliário. O regime de afetação trazido pela proposição baseava-se totalmente no projeto do parlamentar, mas era colocado como uma opção do incorporador, não uma obrigação. Ainda no mesmo ano, foi sancionada a Lei 10.931/2004, com conteúdo próximo do texto encaminhado pelo Executivo.

No caso, ocorreu apropriação sem participação do autor (1,00) e envio de projeto de lei com conteúdo semelhante e acréscimo de novas ideias (0,66), apensado ao preexistente no Legislativo (0,33). Tem-se ação unilateral com índice (1,99).

### **Caso 19: Relações de consumo e direitos do consumidor – Cartões de crédito**

No campo das relações de consumo, merece ser também comentado o exemplo das regras sobre competição no mercado dos cartões de crédito. Acompanhando a tendência de concentração que ocorre em outros países, no Brasil há somente um credenciador para as bandeiras Visa e Mastercard, respectivamente a Visa-

net e a Redecard. Freitas (2007, p. 28) explica que a relação contratual com as bandeiras difere nos dois casos. A Visanet é credenciadora exclusiva da Visa. A Redecard, contudo, não possui contrato de exclusividade.

Em agosto de 2009, a Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Ministério da Justiça (SDE) instaurou processo administrativo para apurar uma possível conduta anticompetitiva por parte da Visa do Brasil, da Visa International e da Visanet. O objeto do processo é a relação de exclusividade existente entre o grupo Visa e a Visanet. Em palavras diretas, todos os lojistas ou profissionais no país que desejam aceitar cartões Visa precisam contratar os serviços da Visanet. Mais importante, a SDE adotou uma medida preventiva a fim de suspender os efeitos da exclusividade e permitir que empresas interessadas em serem credenciadoras Visa possam exercer essa atividade.

Deve ser destacado que o PLS 680/2007, de autoria do Senador Adelmir Santana (DEM/DF), em trâmite no Senado, veda as cláusulas que estabeleçam exclusividade para algumas das partes nos contratos entre firmas adquirentes e bandeiras de cartões de crédito e débito. Essa exclusividade diz respeito à empresa

adquirente ser credenciadora exclusiva da bandeira, bem como à empresa adquirente somente poder credenciar estabelecimentos comerciais para a bandeira em questão, ficando proibida de fazer o credenciamento para outras bandeiras.

Assim, o Poder Executivo antecipou-se à finalização do processo legislativo e adotou uma medida na esfera dos atos de regulação voltada ao mesmo propósito da iniciativa parlamentar. Provavelmente, essa opção enfraquecerá as chances de aprovação do projeto de lei. Não caracterizada a participação do parlamentar (1,00), efetivou-se apropriação mediante ato com efeito semelhante (1,00), de natureza infra-legal (1,00), no modelo situação de ação unilateral com índice (3,00).

vo que incluía reajuste de 17,5% na tabela, o PLS 175/2000, de autoria do Senador Paulo Hartung (PSB/ES), havia sido vetado integralmente pelo Presidente da República em janeiro de 2002, tendo sido alegadas razões técnicas para tanto. No mesmo mês, essa atualização foi efetivada mediante a adoção da MPv 22/2002, convertida na Lei 10.451/2002. O Deputado Berzoini e outros entendiam, contudo, que a aplicação do referido percentual não fora suficiente para repor a inflação acumulada.

A atualização monetária veio apenas com a Lei 11.119/2005, oriunda da MPv 232/2004. A sanção de cada uma dessas leis gerou a declaração de prejudicialidade de proposições de origem parlamentar em trâmite.

Quadro 21 – Índice de Apropriação para o Caso 19

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1,00	1,00	1,00	3,00

### **Caso 20: Política Tributária – Imposto de Renda da Pessoa Física**

No início do governo Lula, havia forte pressão para a correção da tabela do Imposto sobre a Renda da Pessoa Física (IRPF). Diversos projetos de lei tramitavam na Câmara dos Deputados com esse intuito. São exemplos o PL 6.795/2002, de autoria do Deputado Ricardo Berzoini (PT/SP) e seus apensos.

Na verdade, propostas nesse sentido eram frequentes já no governo anterior. Projeto aprovado pelo Legislati-

vo Ponderada a atualização monetária efetivada via MPv 232/2004, tem-se, no conjunto, apropriação sem a participação dos parlamentares que propunham essa alteração na lei (1,00), com texto que incorporava outros aspectos além da atualização da tabela (0,66) adotado por meio de medida provisória (1,00). No total, ação unilateral em índice (2,66). Deve ser comentado que, em matéria tributária, o Executivo parece preocupado em assegurar que não se abra exceção: as matérias aprovadas devem ser de sua autoria, mesmo que a demanda política seja originária do Legislativo.

Quadro 22 – Índice de Apropriação para o Caso 20

Participação	Abordagem sobre o tema	Tipo de Proposição	Total
1,00	0,66	1,00	2,66

## CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esse trabalho abordou tema ainda inexplorado no estudo das relações Executivo-Legislativo no Brasil, o processo de construção da agenda do governo, no que se refere à contribuição direta ou indireta dos parlamentares. As situações em que o Executivo apropria-se da agenda previamente estruturada pelos parlamentares, incluindo até a adoção de textos muito semelhantes aos que se encontram em trâmite no Congresso Nacional, parecem apresentar-se com regularidade que não pode passar despercebida da ciência política.

Com base em modelo que procura mensurar o índice de apropriação da agenda do Legislativo pelo Executivo, ponderando a estratégia adotada pelo governo no espectro cooperação/ação unilateral, foram analisados vinte casos de processo legislativo, em áreas diferenciadas de políticas públicas. O índice de apropriação leva em consideração a participação dos parlamentares, a abordagem escolhida pelo Executivo para fazer uso da agenda do Legislativo e o instrumento legislativo escolhido. O modelo foi concebido a partir de uma analogia com as perspectivas teóricas voltadas ao estudo das medidas pro-

visórias, bifurcadas principalmente nas vertentes da ação unilateral e da delegação.

Como todo esforço exploratório, os exemplos estudados, selecionados com o apoio de especialistas que atuam no Congresso Nacional e estão diretamente envolvidos nos debates e decisões sobre as proposições legislativas em trâmite, constituem ainda um indicativo inicial de que a modelagem proposta, aqui apresentada com detalhes, pode sustentar uma análise consistente do fenômeno de apropriação em foco. Acredita-se que os primeiros resultados aqui expostos apontam para a robustez do modelo, que ainda necessitará ser avaliada em uma série de estudos subseqüentes.

Cabe perceber que, pelo menos nos processos estudados, a figura do legislador como mero figurante não pode ser caracterizada como a situação que prevalece, notando-se que as análises não foram centradas em lideranças partidárias. No quadro de crise de legitimidade por que passa atualmente o Legislativo, soa positivo constatar que o parlamentar tem papel relevante na tarefa de produção das leis nacionais, mesmo aquelas decorrentes de propostas do Poder Executivo.

## Referências Bibliográficas

- AMORIM NETO; Octávio; SANTOS, Fabiano. O segredo ineficiente revisito: o que propõem e o que aprovam os deputados brasileiros. Dados, v. 46, n. 4, p. 661-698, 2003.
- ARAÚJO, Ana Valéria. Acesso a recursos genéticos e proteção aos conhecimentos tradicionais associados. In: LIMA, André (Org.). O Direito para o Brasil socioambiental. Porto Alegre: Sérgio Antônio Fabris Editor; São Paulo: Instituto Socioambiental, 2002. p. 85-99.
- ARAÚJO, S. M. V. G. Lei de Responsabilidade Territorial Urbana: situação atual do debate. Revista de Direito Ambiental, v. 51, p. 232-248, 2008.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ORGANIZAÇÕES NÃO-GOVERNAMENTAIS *et al.* Carta enviada ao Presidente da República. Brasília, DF, 2005. Disponível em: [www.pick-upau.org.br/.../2005/2005.../sociedade\\_civil\\_protesta\\_em\\_favor.htm](http://www.pick-upau.org.br/.../2005/2005.../sociedade_civil_protesta_em_favor.htm). Acesso em: 20 abr. 2010.
- BRASIL. Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal *et al.* Exposição de Motivos para a Mensagem Presidencial nº 977. Encaminha ao Congresso Nacional emenda que pretende incluir entre os bens da União o patrimônio genético. Brasília, DF, 1998.
- CAREY, John M. e SHUGART, Matthew S. (Org.). (1998). Executive Decree Authority. New York, Cambridge University Press.
- CHALHUB, Melhim. Negócio Fiduciário. Rio de Janeiro: Renovar, 1998.
- EPSTEIN, David; O'HALLORAN, Sharyn. Delegating powers: a transaction cost politics approach to policy-making under separate powers. Cambridge: Cambridge University Press, 1999.
- FIGUEIREDO, A. e LIMONGI, F. Executivo e Legislativo na Nova Ordem Constitucional. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2001 [1999].
- \_\_\_\_\_. Congress and Decision-Making in Democratic Brazil. In: KINZO, Maria Dálva Gil; DUNKERLEY, James (Ed.). Brazil Since 1985: Economy, Polity, and Society. Londres: Institute of Latin American Studies (University of London), 2003.
- FREITAS, Paulo Springer de. Mercado de Cartões de Crédito no Brasil: problemas de regulação e oportunidades de aperfeiçoamento da legislação. Brasília: Consultoria do Senado Federal, 2007. Texto para Discussão. Disponível em: [http://www.senado.gov.br/conleg/textos\\_discussao/textoParaDiscussao-37paulospringer.pdf](http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao/textoParaDiscussao-37paulospringer.pdf). Acesso em: 03 mai. 2010.
- GILMOUR, Robert S.; HALLEY, Alexis A. Who makes public policy? The struggle for control between Congress and the Executive. Chatam, New Jersey: Chatam House, 1994.
- GUERRA, Rafael. Consórcios públicos. Jornal da Câmara, Brasília, p. 2, 07 out. 2004.
- INÁCIO, Magna. Mudança Procedimental, Oposições e Obstrução na CD. in INÁCIO, Magna e RENNÓ, Lúcio (Org.). Legislativo Brasileiro em Perspectiva Comparada, Belo Horizonte: Editora UFMG, 2009.
- LIMONGI, F. e FIGUEIREDO, A. Poder de Agenda e Políticas Substantivas in INÁCIO, Magna e RENNÓ, Lúcio (Org.). Legislativo Brasileiro em Perspectiva Comparada, Belo Horizonte: Editora UFMG, 2009.
- NEGRET, Fernando. Brasil - compensação dos serviços ambientais aos agricultores familiares e inclusão. ADITAL Agência de Informação, 2007. Disponível em: [www.adital.com.br](http://www.adital.com.br). Acesso em: 20 abr. 2010.
- PALANZA, Valeria. (2009). "Lawmaking in Brazil: Decrees vs. Statutes". Disponível em: <http://lasa.international.pitt.edu/members/congress-papers/lasa2009/files/PalanzaValeria.pdf>. Acesso em 20 de setembro de 2009.
- PEREIRA, Carlos; MUELLER, Bernardo. Uma Teoria da Preponderância do Poder Executivo: O Sistema de Comissões no Legislativo Brasileiro. Revista Brasileira de Ciências Sociais, vol. 15, n. 43, p. 45-66, 2000.
- PEREIRA, Carlos; POWER, Timothy; RENNÓ, Lúcio R. Under What Conditions Do Presidents

Resort to Decree Power? Theory and Evidence from the Brazilian Case. *Journal of Politics*, 67, n. 1, p. 178-200, 2005.

\_\_\_\_\_. Opinião pública, estratégia presidencial e ação do congresso no Brasil: “quem manda?” *Opinião Pública*, v. 11, n. 2, p. 401-421, 2005.

\_\_\_\_\_. Agenda Power, Executive Decree Authority, and the Mixed Results of Reform in the Brazilian Congress. *Legislative Studies Quarterly*, v. 33, n. 1, p. 5-33, 2008.

SATO, Sandra. Ministério pede urgência para lei da biodiversidade. Folha de São Paulo, São Paulo, p. A-21, 15 jun. 2000.

SENA, Paulo. A legislação do Fundeb. *Cadernos de Pesquisa*, v. 38, n. 134, p. 319-340, maio/ago. 2008. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/cp/v38n134/a0438134.pdf>. Acesso em: 01 mai. 2010.

SHUGART, Matthew S.; CAREY, John M. (Org.). *Presidents and Assemblies: Constitutional Design and Electoral Dynamics*. Cambridge: Cambridge University Press, 1992.

WEBER, Max. *Parliament and Government in Germany under a New Political Order*. In:

LASSMAN, Peter; SPEIRS, Ronald (Ed.) *Weber: Political Writings*. Cambridge, UK:

Cambridge University Press, 2005.

## ANEXO – NOTA METODOLÓGICA

Cálculo dos escores dos indicadores que formam o índice de apropriação

Parte-se do pressuposto de que o índice terá indicadores explicativos, os quais terão vários níveis, conforme o grau de apropriação. A incidência de cada nível deverá variar dentro do intervalo [0;1], ponderado pelo *peso*, o qual reflete como o nível influencia o índice de apropriação comparativamente aos demais. Quanto maior o peso, maior a incidência de apropriação. O peso partirá do valor “0” até o valor  $N-1$ , onde  $N$  é a quantidade de níveis definidos para cada indicador. Desse modo, o escore obtido para cada nível obedecerá à seguinte fórmula:

$$Escore = \frac{1}{N-1} \times Peso$$

O quadro a seguir demonstra um conjunto de elementos a serem observados na análise de uma proposição do Executivo à luz de um indicador (X). Tal indicador possui  $N$  níveis, classificados em ordem crescente com relação ao peso.

Cálculo dos escores dos indicadores

Indicador	Níveis	Peso	Escore
Indicador X	$X_1$	0	0
	$X_2$	1	$1/N-1$
	$X_3$	2	$2/N-1$
	...	...	...
	$X_N$	$N-1$	1