

Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal

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

Edmundo Montalvão¹

TEXTOS PARA DISCUSSÃO

62

ISSN 1983-0645

Brasília, setembro / 2009

Contato: *conlegestudos@senado.gov.br*

O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade do autor e não representa posicionamento oficial do Senado Federal.

Os trabalhos da série "Textos para Discussão" estão disponíveis no seguinte endereço eletrônico:
http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao.htm

¹ E-mail: edmundom@senado.gov.br

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-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 envidar 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 irrecuperáveis, 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 vencedoras. 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 consumidores 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 eqüitativa 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 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 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 independentemente 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 autorizatárias 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 hidrelétricas 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 km². Excepcionalmente, a área inundada pode chegar a 13 km².

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).

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
2.	POR QUE TRIBUTAR.....	5
3.	POR QUE SUBSIDIAR	10
4.	HISTÓRIA RECENTE DO SETOR ELÉTRICO ’’	13
5.	SEGMENTO DE GERAÇÃO	25
	5.1 Alguns Conceitos sobre Energia Elétrica	25
	5.2 Características da Operação Integrada de Usinas Hidroelétricas.....	27
	5.3 Expansão da Geração.....	30
	5.4 Argumentos Favoráveis e Contrários às Hidroelétricas	36
	5.5 Considerações Finais sobre o Segmento de Geração.....	41
6.	SEGMENTO DE TRANSMISSÃO	44
7.	SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO.....	47
	7.1 A Regulação e a Estrutura Tarifária	47
	7.2 Reajuste Anual.....	49
	7.3 Revisão Periódica.....	54
	7.4 Perdas Técnicas e Comerciais e Perdas Irrecuperáveis.....	56
	7.5 Participação do Consumidor nas Discussões Técnicas	59
	7.6 Comentários Finais sobre a Revisão Tarifária	60
8.	ENCARGOS E SUBSÍDIOS NO SETOR ELÉTRICO.....	63
	8.1 Encargos	63
	8.2 Subsídios Cruzados Explícitos.....	71
	8.3 Subsídios Cruzados Implícitos	73
9.	A CONTA DE LUZ DESNUDADA	75
10.	O CONSUMIDOR E O VENCIMENTO DAS CONCESSÕES	85
11.	RECENTES CORTESIAS À CUSTA DO CONSUMIDOR.....	89
12.	CONCLUSÕES.....	96

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 procedimentos 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**² paga pelos consumidores de todo o País.

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

² 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.

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-contribuinte³. Também se aduzirá o conceito de subsídio, mostrando sob que condições um subsídio é aceitável e quem deve arcar com ele. A seguir, 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.

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

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 elétrica⁴. As outras são devidas pelas pessoas jurídicas. No

⁴ 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

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 alterada⁵ 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

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.

⁵ Ver Lei nº 10.637, de 2002, Lei nº 10.833, de 2003 e Lei nº 10.865, de 2004.

(receita bruta menos custos e despesas). Para o setor elétrico, essa mudança implicou aumento de carga tributária. A Tabela 1, abaixo, mostra esse efeito⁶. Vale lembrar que o setor de telecomunicações manteve-se no sistema cumulativo, evitando assim um aumento da conta de telefone dos usuários.

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
Alíquota média	3,65%	Alíquota média	5,55%

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. 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

⁶ Ver www.lightempresas.com.br/web/atendimento/tarifas/teicms.asp?mid=868794297228722672287232, acessado em 15/07/2009.

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”⁷. Entre os tributos 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.

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

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 energia impactaria positivamente toda a cadeia produtiva nacional, aumentando a competitividade da indústria⁸ 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”.

⁸ 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.

3. POR QUE SUBSIDIAR⁹

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 eficiência¹⁰. 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 intervenção 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,

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

¹⁰ 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.

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*¹¹ – 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 pessoas. Em ambas as situações, os sinais econômicos traduzidos na taxa condominial não favorecem a eficiência. Para garantir maior

¹¹ 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.

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 quesito, 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.

4. HISTÓRIA RECENTE DO SETOR ELÉTRICO^{12, 13, 14}

Na década de 1970, o setor elétrico era essencialmente monopólio estatal 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 regulação¹⁵ 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.¹⁶

¹² 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.

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

¹⁴ N. J. de Castro, G. A. Dantas, J. N. Fonseca, V. J. F. Gomes – A Busca da Eficiência Versus Assimetria Tarifária no Regime de Concessões de Distribuição no Brasil. Disponível em http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/biblioteca/0811_CastroEtAl_Assimetria.pdf, acessado em 11/05/2009.

¹⁵ 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.

¹⁶ Em 1993, a União pagou às concessionárias, a título de CRC, o passivo líquido resultante do encontro de contas de US\$ 26 bilhões, que correspondia a cerca de ¼ da dívida externa da época.

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 reversíveis¹⁷. 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^{18, 19}; ademais, a Lei cria o conceito de Sistema Interligado Nacional (SIN), operação integrada do sistema elétrico, em que tanto os ônus²⁰ quanto os bônus²¹ da operação conjunta das usinas hidroelétricas são rateados

¹⁷ 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.

¹⁸ 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.

¹⁹ 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.br/document/?code=vtls000376264>, acessado em 14/05/2009.

²⁰ 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.

²¹ 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, conseqüentemente, 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.

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 termoeletricas 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 mecanismo 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 isolados²² a manutenção das caras usinas termoeletricas. 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.

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

Ademais, 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; ademais, o seu quadro de pessoal era formado por funcionários das empresas fiscalizadas, 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 garantida²³. 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 imprescindíveis 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,

²³ 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.

esse mecanismo desestimou 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 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-ISOL²⁴ (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 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.

²⁴ 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 termoeletrica 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.

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 cascata²⁵ 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. 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

²⁵ 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 $10 \cdot (1-70\%) + 20 \cdot (1-30\%) + 30 = \text{R\$ } 47$. Após a edição da Portaria, esse mesmo consumidor passaria a pagar $\text{R\$ } 10 + \text{R\$ } 20 + \text{R\$ } 30 = \text{R\$ } 70$.

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 30²⁶ MW de potência instalada e, em regra, até 3 km² de área inundada); cria subsídios para PCH e para geração de energia com base 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

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

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)* ²⁷, gastos necessários ao funcionamento do SIN, e de interesse de todos os consumidores. Quem paga esse encargo são os consumidores
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.

²⁷ 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.

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*²⁸ 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 2002²⁹;
- 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;

²⁸ São aqueles que não podem escolher o seu fornecedor de energia, sendo atendidos exclusivamente pela concessionária que detém a concessão dos serviços de energia elétrica de sua cidade.

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

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 agentes³⁰, e as *cotas anuais de CDE* pagas por quem comercializa energia com consumidor final³¹ do SIN. Essas substituem, em idêntico valor de 2001, as cotas de CCC-SIN (vide Lei nº 9.648, de 1998), 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

³⁰ 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.

³¹ 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;

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 GERAÇÃO³²

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 Elétrica³³

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 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.

³² E. Montalvão; “O Setor Elétrico e o Horário de Verão”, disponível no endereço eletrônico: http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao.htm

³³ Uma hora tem 3.600 segundos.

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/seg) que passa nas turbinas. A queda é fixa, mas a vazão é variável. A potência gerada é uma grandeza instantânea, diretamente proporcional 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 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, conseqüentemente, 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 termoelétricas 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 linhas 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 conseqüente 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 restante 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 reservatórios 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”³⁴. O déficit de energia ocorre quando a geração de energia elétrica é insuficiente para 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

³⁴ 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.

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 (doravante 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”³⁵. 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, 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 hidroelétricas 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.

³⁵ 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.

TABELA 2
PREÇO MÉDIO DA ENERGIA POR TIPO DE FONTE

FONTE	PREÇO (R\$/MWh)	EXTRAÍDO DE
UHE energia velha	81,70 ³⁶	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) ³⁷	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 complemente a UHE nos períodos de seca. Para avaliar esse acréscimo, é preciso analisar o tamanho do

³⁶ Ver Tabela 4.

³⁷ 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.

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)³⁸. Essa complementação deve ser a 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 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 termelétricas. Se os reservatórios, ao esvaziarem, estiverem acima das curvas de Aversão ao Risco (CAR)³⁹ de cada região, não é necessário acionar UTE, ou o acionamento é

³⁸ 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 preço-teto de R\$ 122/MWh (Santo Antonio) e R\$ 91/MWh (Jirau). Só um consórcio havia demonstrado interesse 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.

³⁹ 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

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 período 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 CNPE⁴⁰ 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 episódio⁴¹, propondo até imputar ao Governo o pagamento da conta.

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)

⁴⁰ Resolução CNPE nº 8, de 20 de dezembro de 2007.

⁴¹ 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

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 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.*

teria pago a conta à toa. http://www.acendebrasil.com.br/archives/files/20090623_Setorial.pdf, acessado em 30/06/2009.

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 Hidroelétricas⁴²

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

⁴² 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 oposição durante sua construção e mesmo após.

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"> • A água retida infiltraria pela terra; • Não haveria chuva suficiente para encher o reservatório; • Os peixes não sobreviveriam no reservatório por conta da baixa qualidade da água. 	<p>Os fatos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O lago manteve seu nível dentro dos limites previstos; • Tem fauna própria e os peixes proliferam no lago; • Integra a vida da Capital Federal, com usos múltiplos a garante energia de emergência na Praça dos Três Poderes.
<p>Em relação à UHE Tucuruí, desde sua construção, os ambientalistas sustentam que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Os empreendedores não desmataram a área inundada pelo reservatório; • A inundação faria a vegetação nativa apodrecer e resultar na emissão de toneladas de gases de efeito estufa; • Os troncos submersos prejudicariam a navegação; • As árvores apodrecidas acidificariam a água e danificariam as turbinas; • O acelerado represamento do rio acarretaria uma catástrofe sem precedentes sobre a economia e o meio ambiente locais; • Tucuruí seria uma fábrica de metano, um dos mais agressivos gases de efeito estufa; • A barragem de Tucuruí provocaria a salinização das fontes de água potável de Belém; • Os peixes morreriam. 	<p>Os fatos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A vegetação não apodreceu. Ao contrário, as madeiras adquiriram características físico-químicas melhores, aprimorando sua qualidade e valor comercial; • 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; • Tucuruí aguarda apenas a construção das eclusas para iniciar navegação fluvial; • As águas não sofreram acidificação, e as turbinas não sofreram qualquer dano, após vinte e cinco anos de funcionamento ininterrupto; • Tucuruí não provocou salinização das fontes de água potável de Belém;

	<ul style="list-style-type: none"> • Os seguranças da usina, ainda hoje, afastam incautos pescadores que arriscam suas vidas no remanso da casa de força em busca de cardumes abundantes. • A vegetação submersa transformou-se em refúgio para a ictiofauna do reservatório, criando condições para o aumento da população de peixes. • Não houve catástrofe, nem ambiental nem social; Tucuruí trouxe renda para os municípios afetados pela represa, com pagamento de compensações financeiras; • 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 termoelétrica de igual potência. O gás metano é uma parcela pequena dessa emissão. E os reservatórios mais antigos funcionam como verdadeiros sumidouros de carbono.
<p>Em 07/09/2004, o jornalista Larry Rohter, correspondente do Jornal <i>The New York Times</i>, 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"> • Árvores submersas emitem gases, acidificam a água e danificam turbinas; • A Eletronorte ordenou a suspensão do corte de árvores submersas; • Tucuruí é uma fábrica de metano; • Tucuruí é uma história de um erro, e o Governo brasileiro planeja construir mais 70 projetos de hidroelétricas na Amazônia. 	<p>Os fatos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O jornalista ressuscita velhos argumentos já desmentidos pelos (até então) 20 anos de experiência de Tucuruí; • A Eletronorte só suspendeu a remoção das árvores submersas a pedido 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; • Segue a campanha internacional contra a construção de hidroelétricas na Amazônia, apesar dos fatos desmentirem as afirmações.
<p>Em relação a Usina de Belo Monte, a ser licitada possivelmente este ano, observam-se:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Um recrudescimento de conflitos socioambientais em torno da sua construção; 	<p>Opinião dos defensores da Usina:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Esses conflitos têm raízes em convicções pré-estabelecidas sobre os impactos socioambientais; • Os embates são de cunho estritamente

<ul style="list-style-type: none"> • Posições radicais, opiniões exacerbadas, tensões, ameaças físicas aos defensores da hidroelétrica; • Judicialização do conflito ao longo do licenciamento ambiental. • Defesa do Princípio da Precaução: sempre que uma atividade represente risco de danos ao meio ambiente ou à saúde humana, ela deve ser evitada. 	<p>político-ideológico, muitas vezes de caráter político-partidário, passando ao largo do debate científico da questão;</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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; • 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. • 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.
---	--

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 CO₂. 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 recontração 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 recontratação 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.⁴³

O lance vencedor do leilão implicará investimentos de R\$ 7,2 bilhões na tecnologia CC. Segundo o engenheiro José Ezequiel Ramos⁴⁴, 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 afiançam 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 maximizada, 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

⁴³ 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”.

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

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) 2008-2017⁴⁵ 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.

⁴⁵ Disponível em http://www.epe.gov.br/PDEE/20081223_9c.pdf, acessado em 30/06/2009.

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 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 estados⁴⁶. O Anexo 4 apresenta as tarifas da classe residencial

⁴⁶ 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.

B1 de cada uma das concessionárias do País, em ordem crescente de valor⁴⁷, 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 prevêm 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 processos⁴⁸.

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 ano⁴⁹. 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

⁴⁷ 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.

⁴⁸ 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.

⁴⁹ 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.

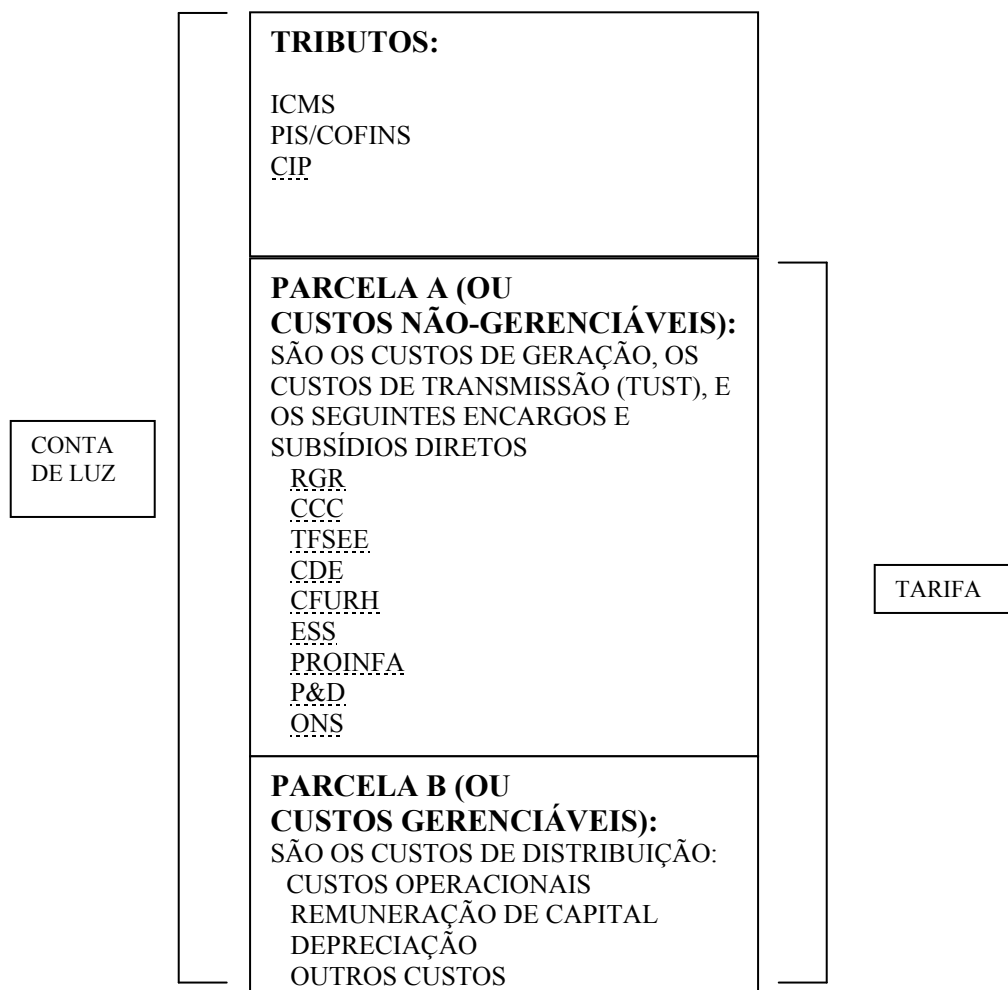
na mesma medida. O mesmo vale para a criação ou extinção de encargos e subsídios. Esses custos denominam-se *custos não-gerenciáveis*.

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 acrescidos a ela apenas na conta de luz. A Figura 1 a seguir mostra esquematicamente a estrutura pormenorizada da conta de luz⁵⁰.

⁵⁰ 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).

FIGURA 1
PARCELAS CONSTITUINTES DA CONTA DE LUZ



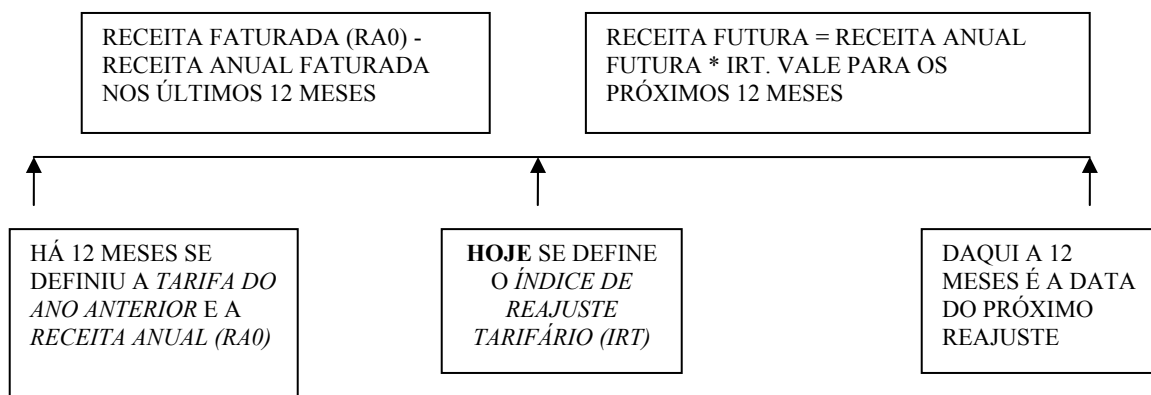
O reajuste tarifário anual das concessionárias de distribuição trata esses custos diferentemente:

- Tributos e Parcela A: as oscilações nesses custos ocorridos entre duas datas de aniversário do contrato de concessão⁵¹, 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

⁵¹ 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.

doze meses anteriores. A escolha do IGP-M pelo Governo Federal tem razões históricas: na época da privatização, a escolha desse índice, e não do IPC, foi condição *sine qua non* para que houvesse 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 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.
- 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_(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_(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 consumidores⁵².

⁵² 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.

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 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 oportunidade⁵³ do setor de distribuição.

⁵³ O empreendedor tem várias opções para escolher onde investir seu capital. O *custo de oportunidade do capital* representa o valor associado à melhor alternativa *não* escolhida por ele. Ao fazer determinada

- 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 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 Aneel⁵⁴ e submetidas a audiência pública com a participação aberta a todos os interessados⁵⁵. As contribuições foram analisadas e consolidadas mediante nova resolução⁵⁶.

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.

⁵⁴ Ver Resolução Normativa Aneel nº 234, de 2006.

⁵⁵ 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

⁵⁶ Ver Resolução Normativa Aneel nº 338, de 2008.

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:

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

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 consolidadas 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%⁵⁷. 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.

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.

⁵⁷ 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%.

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 irre recuperáveis 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. Questione 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 irre recuperáveis 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 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.

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%
ELETROPAULO (SP)	-4,30%
ELETROACRE (AC)	-3,35%
CELG (GO)	-3,72%

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 termoelétricas 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 REIDI⁵⁸ 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.

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.

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

- 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 consumidores 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 necessidade 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, gestora 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.

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, Iguazu, 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.

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 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 estimativo 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. Aqüicultura 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 B⁵⁹, 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 energia⁶⁰. 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 regamente indenizadas ou passar à condição de acionistas das supridoras. Tal intervenção exigiria aprovação do Congresso Nacional, como prevê a Lei de Concessões.

⁵⁹ 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).

⁶⁰ O Anexo 5 apresenta a lista das concessionárias supridas e suas respectivas concessionárias supridoras.

8.3 Subsídios Cruzados Implícitos

São os subsídios inerentes à estrutura tarifária, e cujo peso sobre a conta de luz não está quantificado. A quantificação ajuda a corrigir eventuais distorções. Exemplo disso foi o realinhamento tarifário: de início, a desigualização 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 2009⁶¹, 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 Estudo⁶². 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 abaixo, 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.

⁶¹ 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.

⁶² Texto Para Discussão nº 62, disponível em http://www.senado.gov.br/conleg/textos_discussao.htm

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.

FIGURA 2

A Tabela denominada “Grupos” mostra a estrutura tarifária em base percentual. 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, 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”.

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

FIGURA 3

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, apresentam-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.

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 4

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

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

FIGURA 5

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.

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

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 didática, 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.

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

FIGURA 7

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 interface 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 virtualmente 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 munícipe. 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 irre recuperáveis.

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 estendido 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 da seguinte forma (Tabela 8):

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

ENCARGO⁶³/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
ONS	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 Aqüicultura	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
TOTAL	R\$ 11.485,4 milhões

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.

⁶³ 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). Observe-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%.

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%

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 preços 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.

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

FONTE CONSIDERADA	CONTA DE LUZ 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%

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 termoelétricas 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 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 ressarcimento 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 jurídicos⁶⁴:

- 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. 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

⁶⁴ 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, acessado em 30/06/2009.

2020, e três concessionárias ainda não assinaram contrato de concessão. No segmento de transmissão, nove concessões expirarão em 2015, enquanto 21 vencerão 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 médios⁶⁵. 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 e o preço de venda do MWh, para o período de 35 anos de concessão.

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

⁶⁵ 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. Acessado em 30/06/2009.

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 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.

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

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 bilhões⁶⁶. Esse montante pode ser insuficiente para indenizar os concessionários no momento da reversão. Não está equacionado o problema dessa eventual falta de recursos.

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%⁶⁷. 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.

⁶⁶ Relatório Anual da Eletrobrás do ano de 2008, pág. 167. Disponível em <http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISD8C71604PTBRIE.htm>, acessado em 24 de julho de 2009.

⁶⁷ Ver <http://economia.uol.com.br/financas/investimentos/2009/07/01/ult5346u195.jhtm>, acessado em 10 de julho de 2009.

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 Proinfra e CDE	Não paga Proinfra 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 compatibilizar 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 Eletrobrás⁶⁸, e ajustados pela Aneel, após audiência pública⁶⁹:

- 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;

⁶⁸ Ver <http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMIS59C70657PTBRIE.htm>, acessado em 30/06/09.

⁶⁹ Nota Técnica nº 11/2009-SRG-SRE/ANEEL, de 16 de março de 2009.

- 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 *equivalente 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-Isol⁷⁰ 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%).

⁷⁰ 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.

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 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 limite⁷¹ 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 imporá 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 consumidores 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

⁷¹ 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.

perda de arrecadação dos Estados. Sem entrar no mérito da compensação, o fato é que não é o consumidor que deveria que 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, substituiu-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.

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 regulamentos⁷², 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

⁷² Ver Decreto nº 6.265, de 2007, Portaria MME/MF nº 313, de 2007, e Portaria MME/MF nº 318, de 2007.

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 corresponde⁷³ 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 Itaipu⁷⁴.

⁷³ Ver Portaria Interministerial MME/MF nº 298, de 2008.

⁷⁴ 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, Celesc,

O grande fantasma os consumidores da energia de Itaipu, entretanto, não está nesse provável impacto futuro. 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/MWh⁷⁵, 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 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.

CNEE, CEB, Celg, Cemig, CEEE, EMG, CLFM, CJE, CLFSC, CPEE, CPFL-Paulista, CPFL-Piratininga, CSPE, Copel, DMEPC, Elektro, Eletropaulo, EDEVP, EEB, Enersul, Escelsa e Ienergia.

⁷⁵ 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)

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 orçamentárias 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 dificuldades 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, relembrem-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 eqüitativa 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 termoeleétricas.

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.

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 Legislativos 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 Legislativos 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 Legislativos 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 o 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	Poder Executivo	Estabelecer metas mais rígidas para as

NÃO-TÉCNICAS	Federal (Aneel) e Concessionárias de Distribuição	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;

Se adotadas, as medidas propostas têm o potencial para reduzir imediatamente a conta de luz média no Brasil, dos atuais 161,54%⁷⁶ (em relação à soma de G, T e D), para abaixo de 144,19%⁷⁷ (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,

⁷⁶ 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%.

⁷⁷ 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.

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.

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.

Estudo concluído em 4 de setembro de 2009.

AGRADECIMENTOS

I

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 (PRODASEN), 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:

1. P.BORNARD, 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.
2. 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.
3. 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.

4. F. D. Freitas, E. Montalvão et all. “Implantação de uma Proteção Digital de Distância”. X SNPTEE, 1989.
5. 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.
6. M. J. Maia, E. Montalvao et. All. “Transmissão da Amazônia: Avaliação da Transmissão em Sistemas Hexafásicos”. XI SNPTEE, 1991.
7. 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.
8. A. d’Ajuz, E. Montalvão et. All. “Implantação de Cabos Pára-Raios Energizados em Linhas de 230 kV no Sistema Rondônia”. XIII SNPTEE, 1995.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. 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.

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”:

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

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

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 A2.1abaixo 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 resultado final das alíquotas “por fora”, evidenciado pela observação das citadas equações.

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%

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 o 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 *externalidade 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 consumidores 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 escolhidos⁷⁸. 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 (C_T) e 43,05% de capital próprio (C_P).

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, reduzindo o lucro contábil, e, conseqüentemente, 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:

$$\begin{aligned} & (\% C_P) \times \text{CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO} \\ & + \\ & (\% C_T) \times (1-T) \times \text{CUSTO DO CAPITAL DE TERCEIROS} \\ & = \\ & \text{CUSTO MÉDIO PONDERADO DO CAPITAL (WACC)}^{79} \end{aligned}$$

⁷⁸ Nota Técnica SER/ANEEL n° 68, de 2007, disponível no sítio: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/008/resultado/nota_tecnica_n°_68-2007_wacc.pdf

⁷⁹ Em inglês, *Weighted Average Capital Cost (WACC)*. É o método mais utilizado para determinar a taxa de retorno de um empreendimento.

Definida a estrutura de capital, a Agência Reguladora escolhe os custos (juros) do capital próprio (r_P) e o de terceiros (r_T), 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%

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 prestador, 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 Jaguari 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
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 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.

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
EFLJC	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
<i>SULGIPE</i>	<i>SE</i>	<i>CHESF</i>	<i>NE</i>
<i>MOCOCA</i>	<i>SP</i>	<i>CESP</i>	<i>SP</i>
<i>CPEE</i>	<i>SP</i>	<i>CESP</i>	<i>SP</i>
<i>CSPE</i>	<i>SP</i>	<i>CESP</i>	<i>SP</i>
<i>NACIONAL</i>	<i>SP</i>	<i>AES TIETÊ</i>	<i>SP</i>
<i>CJE</i>	<i>SP</i>	<i>CESP</i>	<i>SP</i>

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 Panambí 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 Jaguari 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 Patricio	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 Jaguari 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 L 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 Marimondo	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
TOTAL (kW)				35.403.937

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
TOTAL GERAL	33.438.906	29.830.639	3.608.267	30.958.656	2.480.250