

3

Tarifas de energia elétrica aplicáveis

Duas são as tarifas de energia elétrica existentes segundo o tipo de consumidores:

- Grupo A (alta tensão) – a cobrança desta tarifa é efetuada em função do consumo (kWh) e da demanda (kW).
- Grupo B (baixa tensão) – a cobrança desta tarifa é efetuada em função do consumo (kWh);

Essas tarifas são formadas incorporando os seguintes custos:

- Custos associado ao transporte de energia (tarifa fio), que incorpora a soma das tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e de transmissão (TUST); e
- Custo de aquisição de energia (tarifa de energia TE).

3.1.

Grupo A (MT e AT: Média e Alta tensão em kWh)

As tarifas do “grupo A” são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 kV, e recebem denominações com letras e algarismos indicativos da tensão de fornecimento, como segue:

- A1 para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- A2 para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- A3 para o nível de tensão de 69 kV;
- A3a para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- A4 para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- AS para sistema subterrâneo.

As tarifas do “grupo A” são construídas em três modalidades de fornecimento: TCV, THA e THV.

3.2.

Grupo B (BT: Baixa tensão, em kWh)

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

- B1 Classe residencial e subclasse residencial de baixa renda;
- B2 Classe rural, abrangendo diversas subclasses (e.g.: agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural);

- B3 Outras classes (industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio);
- B4 Classe iluminação pública.

As tarifas do “grupo B” são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia, medidas em R\$/MWh, considerando que o custo da demanda de potência está incorporado ao custo do fornecimento de energia medida em megawatt-hora.

3.2.1.

Estrutura tarifária convencional

A estrutura tarifária convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A tarifa convencional para a demanda de potência em R\$/KW e outro para o consumo de energia em R\$/MWh..

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

3.2.2.

Estrutura tarifária horosazonal

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

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

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

3.2.2.1.

Tarifa horosazonal azul

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

A tarifa horosazonal azul tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência (R\$/kW):

- Um valor para o horário de ponta (P)
- Um valor para o horário fora de ponta (FP)

Consumo de energia (R\$/MWh):

- Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)
- Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)
- Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)
- Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

3.2.2.2.

Tarifa horosazonal verde

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

A tarifa horosazonal se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a

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

A tarifa horosazonal verde tem a seguinte estrutura:

Demanda de potência (R\$/kW):

- Valor único

Consumo de energia (R\$/MWh):

- Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)
- Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)
- Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)
- Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

Tabela 4 - Preços diferenciados dos postos tarifários

PREÇOS DIFERENCIADOS POR TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA		Demanda de potência (R\$/kW)		Consumo de energia (R\$/MWh)	
		Ponta (P)	Fora ponta (F)	Ponta (P)	Fora ponta (F)
Horo-sazonal Azul	Úmido	$TD_{(P)}$	$TD_{(F)}$	$TC_{(PU)}$	$TC_{(FU)}$
	Seco			$TC_{(PS)}$	$TC_{(FS)}$
Horo-sazonal Verde	Úmido	TD		$TC_{(PU)}$	$TC_{(FU)}$
	Seco			$TC_{(PS)}$	$TC_{(FS)}$
Convencional	Úmido	TD		TC	
	Seco				

Uma forma de discriminar os tipos de tarifas tendo em conta o nível de tensão e a demanda de potência é amostrada pela Tabela 5.

Tabela 5 - Identificação do tipo de tarifas por nível de tensão

NÍVEL DE TENSÃO	Demanda de Potência	
	< 300kW	≥ 300kW
$A1 \geq 230 \text{ kV}$	OBRIGATÓRIO HORO-SAZONAL AZUL	OBRIGATÓRIO HORO-SAZONAL AZUL
$88 \text{ kV} \leq A2 \leq 138 \text{ kV}$		
$A3 = 69 \text{ kV}$		
$30 \text{ kV} \leq A3a \leq 44 \text{ kV}$	OPCIONAL HORO-SAZONAL AZUL HORO-SAZONAL VERDE CONVENCIONAL (*)	OBRIGATÓRIO HORO-SAZONAL VERDE
$2,3 \text{ kV} \leq A4 \leq 25 \text{ kV}$		
$AS: \text{Subterrâneo}$		

(*) desde que não tenham ocorrido, nos 11 meses anteriores, 3 (três) registros consecutivos ou 6 (seis) registros alternados de demanda superior a 300 kW.

3.3.

Tributos e encargos incidentes sobre a tarifa de energia elétrica

Segundo (Pires, 2009), em uma crítica sobre o tema, afirma que a incidência tributária sobre o consumo de energia elétrica tem sido objeto de inconformismo de diferentes associações de agentes do setor e não é novo. Inegavelmente, os tributos e os encargos representam uma parcela substancial da conta de luz, e são chamados pelos críticos “os vilões da tarifa”. Assim, ao se discutir as tarifas aplicáveis à baixa renda não se pode deixar de considerá-los. A título de ilustração, a Figura 15 mostra a média dos pesos relativos que compõem no Brasil uma conta de luz de R\$100.

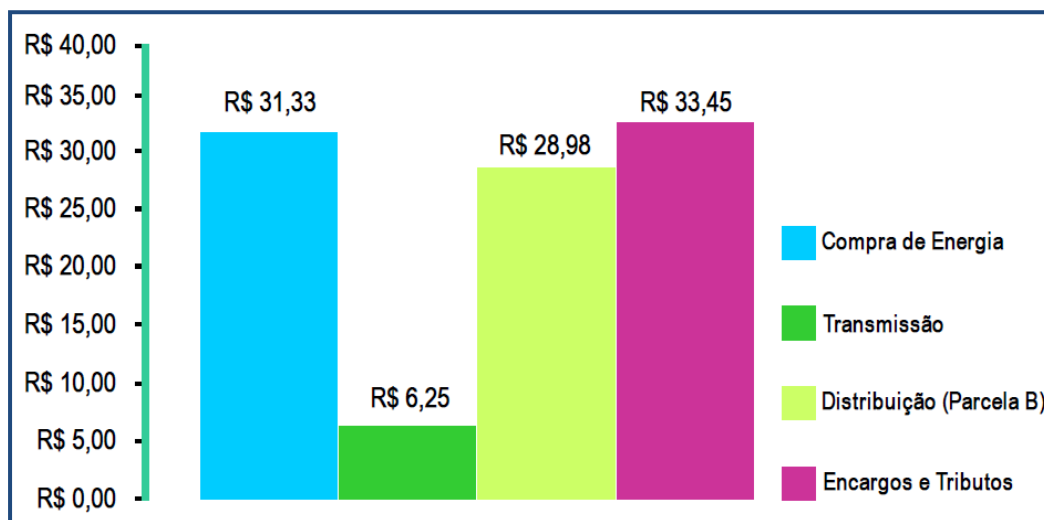


Figura 15 - Composição média da conta de luz

Fonte: ANEEL/SER, dez. 2007

Na visão de especialistas (Sousa, Lellis *et al.*, 2007), é inevitável a comparação com outros países como resultado da elevada tributação (US\$ 138/MWh), a energia elétrica no Brasil superou, em 2007, o preço cobrado nos EUA (US\$ 64/MWh) em 115%. Uma tendência de preço alto tem se mantido: no curso da última década (desde 1999) a energia paga pelas indústrias brasileiras subiu 247,4%, sendo que a evolução da tarifa industrial no Brasil no período 2002-2007 superou em muito a de outros países: enquanto no Brasil o aumento

nesse período foi de 21,6%, na Alemanha foi de apenas 1.2%; no Canadá: 4.7%; na França: 8.8%; nos EUA: 5.4%; na Noruega: 9.3% e no México: 12.7%.¹⁰

Na realidade um valor muito elevado quando comparado à inflação no mesmo período que acumulou 93,7% (até setembro/2009) medida pelo IPCA¹¹ do IBGE. Igualmente acima da inflação medida, neste mesmo período, a energia elétrica destinada ao uso residencial mais que dobrou de preço (113,9%).

Uma análise dos dados oficiais da ANEEL, CNI e Abrace, mostram que a arrecadação de impostos diretos e indiretos no Brasil pode superar 50% (varia entre 45 e 51%). Considerando que, da geração ao consumidor final (passando pela transmissão), o mercado de energia elétrica no Brasil movimentava cerca de R\$ 120 bilhões¹², o total arrecadado com impostos significa uma receita da ordem de R\$60 bilhões para os cofres públicos (varia entre R\$ 54 e 61 bilhões de reais).

Outros estudiosos do setor¹³ fazem menção à excessiva carga tributária incidente sobre o setor elétrico brasileiro, certamente uma das mais elevadas do mundo. Os impostos chegam a 40% dos custos de instalação de uma usina hidrelétrica, impostos esses cobrados mesmo antes que um único quilowatt seja gerado. Um problema que deve ainda se agravar com a expansão planejada da

¹⁰ Custo (US\$/MWh) de energia elétrica para a atividade industrial de alguns países desenvolvidos: Noruega: 48; Canadá: 56; França: 56; EUA: 64; Alemanha: 84; México: 102; Brasil: 138. Custo (US\$/MWh) de energia elétrica para a atividade residencial de alguns países desenvolvidos: Canadá: 68; EUA: 106; Noruega: 132; Brasil: 150; França: 158; Alemanha: 212. Fonte: Eurostat (países europeus), *Bureau of Labor Statistics* (EUA), *Statistics Bureau* (Japão), IBGE (Brasil).

¹¹ O IPCA, medido pelo IBGE, é o índice oficial do Governo Federal para medição das metas inflacionárias contratadas com o FMI, a partir de julho de 1999. A população-objetivo do IPCA abrange as famílias com rendimentos mensais entre 1 (hum) e 40 (quarenta) salários-mínimos e residentes nas áreas urbanas das regiões metropolitanas. O IPCA/IBGE mede a variação do custo de: alimentação (25,2%); transportes e comunicação (18,8%); despesas pessoais (15,7%); vestuário (12,5%); habitação (10,9%); saúde e cuidados pessoais (8,9%) e artigos de residência (8,1%). O período vai do primeiro ao último dia de cada mês e no período compreendido entre o dia oito e doze do mês seguinte, quando o IBGE divulga as variações.

¹² Volume de recursos suficiente para construir pelo menos quatro hidrelétricas do porte da Usina Santo Antônio da cidade de Porto Velho em Rondônia, com previsão para estar concluída em 2015. Terá quarenta e quatro turbinas de geração de energia elétrica com capacidade de gerar 73,5 megawatts/hora (MW) cada, totalizando 3.150 MW (vazão estimada em 47 mil metros cúbicos por segundo).

¹³ Segundo a “Agenda 2020” de iniciativa do Instituto Acende Brasil, o Estado, sozinho, não conseguirá vencer o desafio da expansão do setor elétrico brasileiro. Esta conclusão, detalhada na Agenda 2020 é feita com base: a) na queda de investimentos da União, estados e municípios nos últimos 30 anos; b) na freqüente frustração entre promessa e realidade de investimentos feitos pelas estatais; c) no sufocante aumento da carga tributária, que já começa a gerar um movimento de reação da população e, portanto, impossibilita o acesso de governos a mais recursos via aumento de impostos; d) na má qualidade das despesas públicas, que sufoca o direcionamento do orçamento para investimentos públicos, uma vez que gastos correntes absorvem a maior parte da arrecadação.

geração para suprir os aumentos de demanda (38% segundo o Plano Decenal de Energia 2008-2017 e 35% na avaliação da ANEEL) que já projetam um aumento superior a 20%¹⁴ na tarifa de energia elétrica no curso da próxima década.

Até a década de 70 as concessionárias de energia elétrica praticamente não pagavam tributos ou encargos. Por força do Código das Águas de 1934, exceto pelo imposto cobrado sobre a renda (IR), ficaram isentas de impostos federais, estaduais e municipais as empresas que à época produziam, transmitiam ou apenas distribuíaam energia elétrica. Na realidade, o então único imposto existente, Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), era a principal fonte de recursos de investimento, já que retornava ao setor para financiar os novos investimentos, permitindo a ampliação da oferta.

Conforme mostra o “Estudo sobre Tributos e Encargos do Setor Elétrico Brasileiro” elaborado pela (Price Water House Coopers, 2005), os tributos e encargos foram introduzidos numa escala sem precedentes. A Reserva Global de Reversão (RGR) foi introduzida a partir de 1972 para garantir a indenização dos investimentos, quando da reversão dos bens ao Poder Concedente no fim da concessão. Em 1971 foi criado (i) um empréstimo compulsório (recolhido à Eletrobrás) pago pelos consumidores industriais e (ii) a Reserva Global de Garantia (RGG), como mecanismo de transferência compensatória das diferenças de custos e de remuneração, para permitir a progressiva equalização das tarifas entre concessionárias, beneficiando assim¹⁵ as concessionárias que não obtinham remuneração adequada.

Em 1973 foi introduzida a controvertida CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), criada para subsidiar, em todo o território nacional, a geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis, via rateio do excesso de custo decorrente da compra de combustível entre todas as concessionárias. Entre 1971 e 1976 o PIS (Programa de Integração Social) cresceu de 0,15% para 0,75% do faturamento de cada concessionária do setor. Resistindo a pressão, o Imposto

¹⁴ A Consultoria de Energia PSR projeta um aumento da tarifa de 22% no período 2009-2015 com base nas estimativas da Abrace e com base no fato de que 62% do crescimento de energia no Brasil até 2013 se darão com usinas térmicas cujos custos de geração superam o da geração hidráulica (dados da Abrace indicam que a geração a óleo supera a hídrica em 229% enquanto a geração a gás natural a excede em 50%).

¹⁵ Como era de se esperar, este mecanismo concebido para estabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de energia elétrica gerou desestímulo à eficiência das empresas.

sobre a Renda manteve-se estável em 6% (alíquota especial reduzida) no período entre 1976 a 1987.

É importante observar que até 1988 praticamente todos os tributos que oneravam as contas retornavam ao setor, na forma de recursos para investimento e transferências de renda entre as concessionárias, não representando apropriação pelos governos federal, estadual ou municipal. Foi a Constituição de 1988 que proibiu a vinculação das receitas, quebrando esta lógica de reter os recursos oriundos de tributos e encargos no setor. Sob o pretexto de que os Estados (proprietários da quase totalidade das distribuidoras de energia e de algumas geradoras) necessitavam de recursos adicionais para realizar os investimentos requeridos pelo setor, a Constituição de 1988 legitimou os Estados como arrecadadores de recursos fiscais, fato que ocorreu notadamente com a substituição do então Imposto Único pelo ICMS¹⁶. Entretanto, tão logo os Estados foram desobrigados de investir esses recursos nas suas empresas de energia elétrica, passaram a reforçar seu caixa.¹⁷

O tópico dos tributos é um tema muito comentado pelos especialistas na matéria (Castro e Brandão, 2011)¹⁸ que assim se expressam:

¹⁶ No chamado “cômputo da tarifa por dentro” o ICMS seria de 30%, mas na realidade, o ICMS passou a onerar a conta de energia elétrica em 43%.

¹⁷ Em 2004 o total de impostos e encargos do setor elétrico era 5% do total da arrecadação tributária. Certamente um dos mais elevados do mundo, representando em 2004, uma arrecadação de R\$ 34 bilhões. Fonte: Price Water House Coopers, 2005: Estudo sobre Tributos e Encargos do Setor Elétrico Brasileiro. Estudo mais recente (Superintendência de regulação Econômica (SRE) da ANEEL, 2007) mostram que o valor de impostos e encargos do setor em 2007 totalizaram R\$ 9.5 bilhões.

¹⁸ Nivalde J. de Castro é Professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e coordenador do Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Roberto Brandão é pesquisador sênior do Gesel-UFRJ

O SETOR ELÉTRICO E A CARGA TRIBUTÁRIA

Toda a atividade econômica é obrigada, por lei, a pagar impostos. É a forma clássica de um governo arrecadar recursos necessários para o cumprimento de uma série de responsabilidades que são de sua exclusiva responsabilidade como é o caso típico da educação, saúde e forças armadas. O setor elétrico no Brasil não poderia fugir a esta exigência. Entretanto, há fortes evidências de que a carga tributária aplicada ao setor é excessiva, fazendo com que o preço deste insumo básico das famílias e indústrias pese cada vez mais nos orçamentos e estruturas de custos.

Sobre o Setor Elétrico incidem impostos e encargos. Há os impostos de âmbito federal, que são aplicados em níveis semelhantes aos de outros setores e há também o ICMS que tem cunho estadual, com alíquotas que variam de estado para estado.

De uma forma geral as alíquotas de ICMS são elevadas, principalmente devido à facilidade de arrecadação: trata-se de um setor altamente regulado, com poucas oportunidades de evasão fiscal. Os estados se aproveitam deste fato para arrecadar mais com pouco esforço.

Mas cada estado decide qual alíquota de ICMS deve aplicar a cada classe de consumidor. Isto gera algumas distorções, como a cobrança, em alguns estados, de ICMS sobre as tarifas sociais, pagas pelas famílias mais pobres. As tarifas sociais são, portanto, subsidiadas pela regulação federal, mas são tributadas a nível estadual – um evidente contra-senso tributário e social.

Por outro lado, incide sobre o setor elétrico uma série de encargos setoriais, que foram criados dentro de objetivos de política energética, como por exemplo, viabilizar a universalização do suprimento de energia elétrica e permitir que as populações de regiões isoladas, onde só é possível gerar eletricidade em centrais térmicas, possam pagar tarifas semelhantes às de outras regiões do Brasil. Nos últimos anos, o valor dos encargos setoriais vem aumentando e dado o peso que atingiu o conjunto de impostos e encargos sobre o valor das tarifas é necessário reverter esta tendência.

Um dos problemas que vem acentuando esta tendência é que o valor dos encargos faz parte da base de cálculo do ICMS: os estados cobram este imposto sobre o valor de todos os encargos. Desta forma, a tributação sobre encargos encarece ainda mais o preço final da energia elétrica, onerando o orçamento das famílias e aumentando o custo de produção da indústria e dos serviços no Brasil com reflexos na competitividade do Brasil no mercado internacional. Cobrar o ICMS sobre o valor bruto das tarifas, que inclui todos os encargos, é conceitualmente errado, por se tratar de uma espécie de bi-tributação.

Fonte: Projeto Energia Competitiva 2011-2020 (Artigo publicado no Canal Energia em 10/12/2010, disponível em <http://www.energiacompetitiva.com.br/2011/01/ufrrj-o-setor-eletrico-e-carga.html>).

Dentre os tributos e encargos que oneram a fatura do consumidor de energia Elétrica, destacam-se os (i) Tributos e (ii) os Encargos Sociais, a seguir caracterizados.

3.3.1. Tributos

O impacto de tributos, encargos e subsídios setoriais sobre as contas de luz dos consumidores, é tratado pelo (Montalvão, 2009) em detalhe, destacando que 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).

Dentre os tributos aplicáveis ao setor elétrico encontram-se:

3.3.1.1.

Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)

Imposto embutido nos preços de mercadorias e serviços e incidente sobre as vendas. O percentual varia conforme o produto (ou serviço) e o Estado. Introduzido pela Constituição Federal de 1988, este é um imposto “calculado por dentro”, já que é regulamentado individualmente pelo código tributário de cada Estado. Para alterá-lo é preciso ter a aprovação do Conselho de Política Fazendária (Confaz); que é um colegiado composto pelos secretários da Fazenda de todos os Estados. É a principal fonte de receita do Distrito Federal e dos Estados.

3.3.1.2.

PIS e COFINS

Contribuições cobradas pela União para manter programas voltados ao trabalhador e para atender a programas sociais do governo federal. O *Programa de Integração Social* (PIS) é pago pelas pessoas jurídicas, com objetivo de financiar o pagamento do seguro desemprego e do abono para os trabalhadores que ganham até dois salários mínimos (14º salário). Já a *Contribuição para Financiamento da Seguridade Social* (COFINS) é cobrada pela União sobre o faturamento das empresas e destina-se ao financiamento da Seguridade social (saúde, previdência e assistência social). Com a edição das Leis no. 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, o PIS e COFINS tiveram suas alíquotas alteradas para 1,65% e 7,6%, respectivamente, passando a ser apuradas na forma não cumulativa. Dessa forma, a alíquota média desses tributos passou a variar com o volume de créditos apurados mensalmente pelas concessionárias e com o PIS e a COFINS. Pagos sobre os custos e despesas no mesmo período, tais como a energia adquirida para revenda ao consumidor.¹⁹

¹⁹ Existem pressões por parte das concessionárias por uma redução não apenas do ICMS, mas também, pela volta da cobrança do PIS/COFINS pelo regime cumulativo anteriormente praticado. Já no Anexo 6, numa publicação, revela que o governo avalia a possibilidade de o retorno ao tipo de cobrança como foi antes do 2003.

3.3.1.3.

INSS e FGTS Fundo de Garantia por Tempo de Serviço

Os tributos associados ao INSS (*Instituto nacional de Seguridade Social*) e ao FGTS (*Fundo de Garantia por tempo de Serviço*), respectivamente, referem-se ao imposto pago no Brasil para a manutenção da Seguridade Social. São contribuições compulsórias do empregador, cuja alíquota é de 8,5% sobre o total da folha de pagamento, depositadas na Caixa Econômica Federal em conta específica do empregado, que, no entanto, não pode movimentá-la livremente.

3.3.1.4.

Imposto de Renda sobre a Pessoa Jurídica (IRPJ)

Tributo federal pago pelas pessoas jurídicas com alíquota única de 15% e adicional de 10% acima da base de cálculo de R\$ 20.000,00, computados mensalmente. O cálculo é feito após as adições e exclusões efetuadas sobre os lançamentos constantes do Lalur (Livro de Apuração do Lucro Real), ou sobre o faturamento (receita bruta), caso a empresa haja optado pelo pagamento do IR por Lucro Presumido, cujo percentual de presunção oscila entre 1,6% a 32%, dependendo do tipo de atividade da empresa.

3.3.1.5.

Contribuição sobre o Lucro (CSLL)

Contribuição Social sobre o Lucro. É outro tributo federal sobre o Lucro das empresas ou sobre o Faturamento/Receita Bruta (caso das empresas tributadas sobre o Lucro Presumido) das pessoas jurídicas.

3.3.1.6.

Contribuição para Custeio do serviço Iluminação Pública (CIP)

Tributo Municipal previsto no art. 149-A da constituição federal de 1988 que estabelece que entre as competências dos municípios esteja dispor, conforme lei específica aprovada pela Câmara Municipal, a forma de cobrança e a base de cálculo da CIP. Compete assim ao poder público municipal toda e qualquer responsabilidade pelos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública. Neste caso, a concessionária apenas arrecada a taxa de iluminação pública para o município.

3.3.2. Encargos setoriais

Encargos setoriais são valores pagos pelos consumidores na sua conta de energia elétrica e cobrados por determinação legal para financiar o desenvolvimento do setor elétrico e as políticas energéticas do governo federal. São eles:

3.3.2.1. Conta Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)

Criado pelo Decreto n.º 73.102/73 para subsidiar a geração térmica dos chamados sistemas isolados, especialmente da região norte. Pago mensalmente por todos os agentes que comercializem energia elétrica. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL, para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado e podem variar em função da necessidade de uso das usinas termoeletricas. A partir de 2006, restringe-se à cobertura de custos de geração termoeletrica dos sistemas isolados. Sua gestão fica a cargo da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras)²⁰.

3.3.2.2. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Instituída pela Lei n.º 10.438/02, a CDE é uma conta cuja arrecadação é usada para promover a competitividade da energia elétrica produzida por usinas que utilizam fontes alternativas: eólicas, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, carvão mineral nacional. Parte dos recursos provenientes da conta também é repassada para a universalização da energia elétrica no País e para subsidiar as tarifas da Subclasse Residencial Baixa Renda. O custo da CDE é rateado por todos os consumidores atendidos pelo Sistema Interligado. Os consumidores dos Sistemas Isolados estão isentos desse custo. As distribuidoras de energia são obrigadas a recolher sua cota, mensalmente (duodécimos), homologada pela

²⁰ (Kelman, J. in Desafios do Regulador, p.152, Editora Synergia, 2009) discute as razões segundo as quais considera um equívoco atribuir a administração do CCC à Eletrobrás. Contrário a subsídios não explícitos, reconhece que a CCC continua a crescer pela expansão do consumo industrial de energia elétrica subsidiada. Considera que outro *front*, e o mais eficiente para controle da CCC, consiste em conectar os Sistemas isolados ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

ANEEL. O valor da cota é proporcional ao mercado atendido por cada empresa. O desembolso que as distribuidoras fazem para bancar a conta é repassado aos consumidores por meio das tarifas. Isso acontece por ocasião do reajuste tarifário anual ou da revisão tarifária periódica das empresas.

3.3.2.3. Proinfa

Instituído pela Lei nº 10.438/02, o *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica* (Proinfa) tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país, tais como: energia eólica (ventos), biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. A cada final de ano e com base na Resolução Normativa nº 127/04, a ANEEL publica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas, em duodécimos, por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN) que comercializam energia com o consumidor final, ou que pagam pela utilização das redes de distribuição, calculadas com base na previsão de geração de energia das usinas integrantes do Proinfa e nos referentes custos apresentados no Plano Anual específico, elaborado pela Eletrobrás. São excluídos deste rateio os consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, com consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês. Sua gestão fica a cargo da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras).

3.3.2.4. Reserva Global de Reversão (RGR)

Criado pelo Decreto nº 41.019/57, o tributo RGR teve sua vigência estendida até 2010, por meio da Lei nº 10.438/02. Refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação das concessões, como também para financiar a expansão e melhoria dos serviços oferecidos pelo setor elétrico. 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 (*Centrais Elétricas Brasileiras*).

3.3.2.5. TFSEE

Instituída pela Lei nº 9.427/96, a *Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica* (TFSEE) equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do Serviço Público de Energia Elétrica. Seu valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita para a cobertura do custeio de suas atividades, sendo paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.²¹ Sua gestão fica a cargo da ANEEL, após liberação pela União.

3.3.2.6. Encargos de Serviços do Sistema (ESS)

Com base no que dispõe o art. 18 do Decreto nº 2655/98, a ANEEL homologou as regras de mercado relativas aos *Encargos de Serviços do Sistema* (ESS), criado por força da Resolução nº 290/00. Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema elétrico interligado nacional para o atendimento do consumo. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE²² e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração. A maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS²³, para atendimento a restrições de transmissão. Sua gestão fica a cargo da CCEE.

²¹ Os recursos da TFSEE tem sido contingenciados para beneficiar a geração de superávits primários nas contas do governo federal.

²² Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): criada nos termos do art. 4º da lei 10.848/2004, e do decreto 5.177/2004, é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua sob autorização do poder concedente e da ANEEL realizando operações de compra e venda de energia elétrica entre os Agentes da CCEE, restritas ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

²³ Operador Nacional do Sistema (ONS): entidade de direito privado, sem fins lucrativos, criada em 1998, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, sob a fiscalização e regulação da ANEEL.

3.3.2.7. CFURH

Criada pela Lei nº 7.990/89, o cálculo²⁴ do tributo *Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos* (CFURH) baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas. Destina-se a compensar os municípios afetados pela perda de água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica (ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas). Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos Estados, 45% aos Municípios, 4,4% ao Ministério de Meio Ambiente, 3,6% ao Ministério de Minas e Energia, e 2% ao Ministério de Ciência e Tecnologia. A gestão da sua arrecadação fica a cargo da ANEEL.

3.3.2.8. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Criado pela Lei nº 9.991/2000, o tributo denominado *Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética* (P&D) estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final. Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), ao Ministério de Minas e Energia e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela ANEEL. Estão envolvidos com a sua gestão os Ministérios de Ciência e Tecnologia e de Minas e Energia, como também a ANEEL, a Eletrobrás e os próprios agentes.

²⁴ CFURH = TAR x GH x 6,75% (TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL, expressa em R\$/MWh; GH o montante, em MWh, da geração mensal da usina hidrelétrica). O CFURH acaba tendo um caráter de imposto já que, basicamente, compõe recursos orçamentários originários das unidades administrativas.

3.3.2.9. Royalties de Itaipu (RI)

Royalties de Itaipu (RI) é o tributo criado para pagar a energia gerada de acordo com o Tratado Brasil-Paraguai²⁵. Ambos dos governos recebem uma compensação financeira, denominada royalties, pela utilização do potencial hidráulico do Rio Paraná para a produção de energia elétrica na Itaipu.

Os chamados royalties são devidos mensalmente desde que a Itaipu começou a comercializar energia, em março de 1985, conforme o Anexo C²⁶ do Tratado de Itaipu, assinado em 26 de abril de 1973.

No Paraguai, os recursos dos royalties são repassados integralmente ao Ministério de Hacienda, que já recebeu mais de US\$ 3,59 bilhões.

No Brasil, o Tesouro Nacional recebe integralmente os royalties devidos desde o início da comercialização de energia da Itaipu.

O repasse de royalties é proporcional à extensão de áreas submersas pelo lago. Desde 1985, a Itaipu pagou ao Brasil mais de US\$ 3,88 bilhões em royalties.

Segundo (Aneel, 2009a) Esses são os encargos setoriais (contribuições definidas em leis aprovadas pelo Congresso Nacional) que integram as políticas governamentais para o setor elétrico, que, somente em 2007, totalizaram R\$ 9.5 bilhões.²⁷ Regulamentados pela ANEEL, definem os recolhimentos pelas concessionárias dos valores a serem cobrados dos consumidores por meio das tarifas de fornecimento de energia elétrica.

Polêmicos têm sido os debates sobre a pertinência da elevada carga tributária do setor elétrico brasileiro. Se por um lado são defensáveis os méritos das políticas públicas, implementadas com financiamento oriundo de tais encargos, por outro se questiona se seria justo ou economicamente eficiente²⁸ obter tais benefícios à custa de um dos mais elevados níveis de tributação do mundo. Tais tributos e encargos, incompatíveis com a capacidade de pagamento

²⁵ No Brasil, de acordo com a Lei dos Royalties, a distribuição da compensação financeira é feita da seguinte forma: 45% aos Estados, 45% aos municípios e 10% para órgãos federais (Ministério do Meio Ambiente, Ministério de Minas e Energia e Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico). Fonte: Disponível no site: <<http://www.itaipu.gov.br/responsabilidade/royalties>>

²⁶ DECRETO LEGISLATIVO Nº 23, DE 1973.

²⁷ Fonte: Superintendência de regulação Econômica (SRE) da ANEEL 07/2007.

²⁸ Born, 2008.

do consumidor de baixa renda, são empecilho à viabilização da tão cobiçada modicidade tarifária.

Tarifas excessivamente elevadas de energia elétrica²⁹ não só comprometem a competitividade do setor e inibem o seu desenvolvimento, como acabam por representar impostos em cascatas que, em última instância, resultam em (inaceitável) dupla tributação para o consumidor. Permanece sem resposta a questão essencial que tem sido levantada pelas concessionárias se é, de fato, justo manter o governo em situação de sócio privilegiado (não participando do risco e do custo da operação) neste negócio de eletricidade, considerado insumo essencial para a sociedade.

Os dados do relatório da Price Water house Coopers (2005) confirmam uma carga tributária (incluindo-se os encargos) de 43,7% do valor da fatura de energia elétrica. Na visão deste trabalho, este elevado nível de encargos poderia ser atribuído a não observância do princípio da seletividade, em face da essencialidade do bem público “energia elétrica”. A partir dessa premissa, questiona-se fortemente se a capacidade contributiva dos clientes adimplentes não estaria comprometida de forma a aumentar a inadimplência, sob o argumento de incluir clientes considerados economicamente menos favorecidos.

²⁹ Estudos do Instituto Brasileiro de Planejamento Tributário mostram que a tributação do setor elétrico (da ordem de 45% do valor da conta paga pelo consumidor final) chega a superar a de outros setores (e.g.: 25% para a indústria de computadores 38% para a indústria de aparelhos de som e de TV) que dependem da energia elétrica para o seu funcionamento. Estes considerados casos típicos de dupla tarifação.