



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GME - 13
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO VI
GRUPO DE ESTUDO EM MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA - GME**

A PARTICIPAÇÃO CRESCENTE DOS ENCARGOS SETORIAIS NO CUSTO DE ENERGIA BRASILEIRO

**M. Vinícius G. do Nascimento
ANDRADE & CANELLAS**

**João Carlos de Oliveira Mello
ANDRADE & CANELLAS**

*** Evandro Gonçalves Pizeta
ANDRADE & CANELLAS**

**Alessandro de Lima e Castro
ANDRADE & CANELLAS**

**Eduardo Carlos Spalding
ANDRADE & CANELLAS**

**André Bianco
ANDRADE & CANELLAS**

RESUMO

Os aumentos dos encargos, em conjunto com outros fatores de pressão de alta nas tarifas de energia, estão elevando drasticamente os custos de produção de importantes setores industriais, principalmente os grandes consumidores de energia, em que os custos relacionados à energia elétrica representam grande parte dos custos dos processos produtivos. A falta de previsibilidade dos aumentos e a sua baixa aderência aos indicadores econômicos estão se tornando um fator de risco permanente para os consumidores industriais. A criação de novos encargos e a prorrogação de encargos que deveriam ser extintos também se configuram como fator importante, e preocupante, de aumento nas tarifas do setor elétrico.

Desta forma, é de suma importância o conhecimento dos diversos encargos que compõem as tarifas de energia, principalmente nas análises de viabilidade de empreendimentos de autoprodução, em que é prática comum efetuar uma análise de toda a cadeia de encargos inerentes à geração, transporte e consumo da energia na planta. Neste caso é preciso listar os encargos devidos tanto pelo lado da geração, quanto pelo lado da carga, e definir sua incidência.

Este trabalho apresenta uma visão crítica da atual realidade dos encargos setoriais, apresentando uma análise global da evolução dos encargos nos últimos anos, bem como uma análise descritiva dos diversos encargos setoriais, indicando a legislação específica e relacionando suas funções, formas de arrecadação, destinações etc.

PALAVRAS-CHAVE

Encargos, tarifas, geração, transmissão, distribuição, consumidor.

1.0 - INTRODUÇÃO

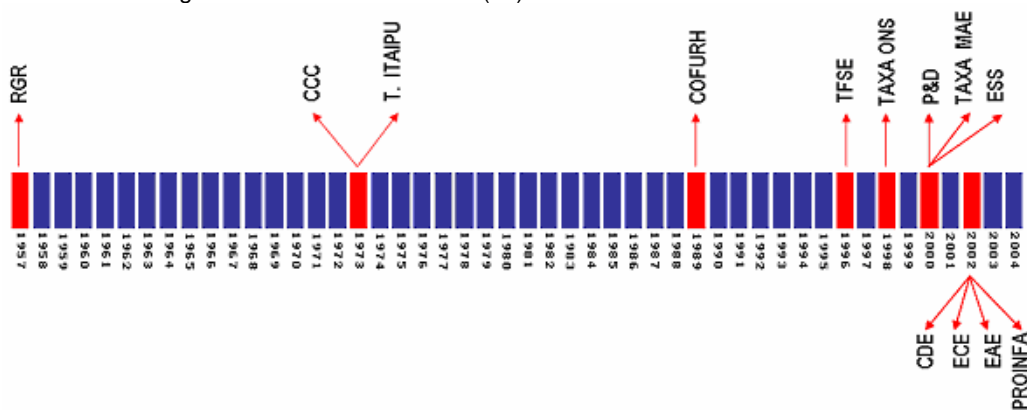
Os encargos setoriais são as despesas necessárias para pagamento de taxas e encargos aplicados aos agentes do Setor Elétrico Brasileiro, como empresas de geração, empresas de distribuição, empresas de transmissão e consumidores de energia. A questão dos encargos setoriais para os consumidores pode ser resumida como um problema de qualidade e quantidade, conforme alguns atributos observados pelos consumidores, tais como: número excessivo de encargos; distorções na sua finalidade original; recolhimento confuso (Quem faz ? Como deve ser feito ? Qual a base de reajuste?); bases de cálculo não consistentes; descontrole total nos aumentos; falta de metas para mitigação dos aumentos; aplicação indevida de alguns dos encargos no custo de transporte; aplicação incorreta para os autoprodutores; possibilidade de duplo recolhimento para o consumidor livre em algumas situações.

Os encargos setoriais estão embutidos na formação da tarifa de fornecimento dos consumidores cativos e foram, a partir da Resolução ANEEL Nº 152, de 03/04/20/03, incorporados junto com a cobrança das tarifas de transporte

na distribuição, pagas diretamente pelos consumidores livres e autoprodutores. Este fato trouxe para os consumidores livres e autoprodutores um questionamento adicional. Quais são realmente os encargos que devem ser pagos através do transporte e da energia? A dura realidade é que aqueles que buscaram uma gestão própria de seu custo de energia estão assistindo a uma inviabilidade acelerada de suas decisões, por conta de uma majoração excessiva dos custos de transporte, incluindo aí os encargos setoriais.

2.0 - A EVOLUÇÃO DOS ENCARGOS SETORIAIS

Ao longo dos anos, tem se verificado um aumento excessivo nos encargos, tanto pelos elevados reajustes dos encargos existentes, quanto pela criação de novos encargos e pela prorrogação dos encargos que deveriam ser extintos. Em 2004, estima-se que o total arrecadado com os atuais 13 encargos setoriais ultrapassou a marca dos **10 bilhões de reais**, sendo que apenas quatro (04) desses encargos foram responsáveis por, aproximadamente, 85% do total arrecadado. Estes encargos são: Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC (33%); Encargo de Capacidade Emergencial – ECE (25%); Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (14%); e Reserva Global de Reversão – RGR (12%). Estes encargos serão abordados com maior profundidade ao longo deste trabalho. A Figura 1 ilustra o surgimento dos encargos ao longo do tempo, onde pode ser observado o número elevado de encargos criados nos últimos dez (10) anos.



¹ FIGURA 1 – Criação dos encargos ao longo do tempo

Na Figura 2 é apresentada uma análise global da evolução dos valores arrecadados com os encargos no período de 2001 a 2004, ilustrando graficamente os elevados aumentos praticados, bem como o impacto dos quatro principais encargos supracitados. Os encargos PROINFA, Taxa MAE e Taxa ONS não foram considerados no cálculo. É possível notar claramente o grande impacto causado pelos encargos CCC, ECE, CDE e RGR. Nos tópicos subseqüentes são descritos os diversos encargos setoriais aplicados nas tarifas de energia elétrica, apresentando sua lei de criação, bem como descrevendo as formas de arrecadação de cada encargo e suas aplicações.

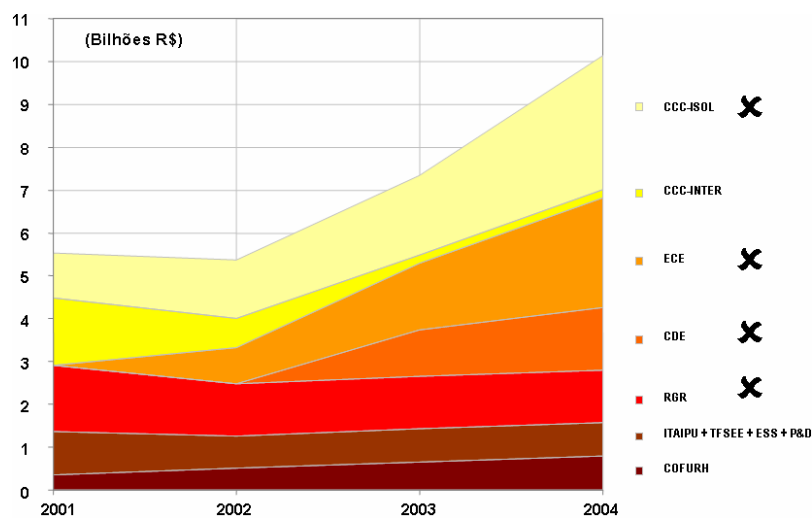


FIGURA 2 – Arrecadação com os encargos setoriais – Período de 2001 a 2004.

¹ Fonte: ENASE – Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico realizado em novembro de 2004.

2.1 CCC – Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis

A CCC foi instituída pela Lei Nº 5.899, de 05/07/1973, a qual dispõe em seu Art. 13, Inciso III que “os ônus e vantagens decorrentes do consumo dos combustíveis fósseis para atender às necessidades do sistema interligado ou por imposição do interesse nacional sejam rateados entre todas as empresas concessionárias, de acordo com critérios estabelecidos pelo Poder Executivo”.

O rateio da CCC foi ampliado a todas as distribuidoras de energia, aumentando o benefício da CCC à grande parte da geração térmica do país, com a publicação do Decreto Nº 774, de 18/03/1993, que regulamentou a Lei nº 8.631, de 04/03/1993. O referido decreto, dentre outras disposições, desmembrou a CCC em três (03) subcontas distintas, são elas:

- CCC Sul/Sudeste/Centro-Oeste (CCC-S/SE/CO) e CCC Norte/Nordeste (CCC-N/NE), destinadas a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração térmica constantes do Plano de Operação do Sistema Interligado (S/SE/CO e N/NE) e tem como contribuintes todos os concessionários que atendam a consumidores finais cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados a estes sistemas interligados;
- CCC dos Sistemas Isolados (CCC-ISOL), destinada a cobrir os custos de combustíveis da geração térmica constantes dos Planos de Operação dos Sistemas Isolados e tem como contribuintes todos os concessionários do País que atendam a consumidores finais.

Os recursos da CCC são administrados pela ELETROBRÁS, sendo os valores das quotas anuais da conta de consumo de combustíveis fixados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, as quais são recolhidas mensalmente nas contas de energia pelas concessionárias de energia elétrica e repassadas a ELETROBRAS.

A CCC dos Sistemas Interligados extingue-se em 2006, através da aplicação de uma taxa de redução de 25% ao ano, a partir de 2003, conforme estabelecido na Resolução nº 261, de 13/08/1998. Já a CCC dos Sistemas Isolados teve sua data de extinção alterada de dezembro de 2010 para maio de 2022, de acordo com a Lei Nº 10.438, 26/04/ 2002.

Enquanto as quotas da CCC dos Sistemas Interligados são rateadas entre os consumidores dos respectivos sistemas, as quotas da CCC dos Sistemas Isolados são rateadas entre todos os consumidores do país. É justamente a CCC-ISOL que mais contribui para o montante da CCC, apresentando valores significativamente superiores que a CCC dos Sistemas Interligados. Para se ter uma idéia do impacto da CCC-ISOL, em 2004 sua quota contribuiu com **3,13 bilhões de reais** (já incluso ICMS) dos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica, o que representa cerca de 95% do total de **3,32 bilhões de reais** planejados de arrecadação total da CCC, conforme estabelecido na Resolução Nº 85, de 27/09/2004.

Diferentemente da CCC dos Sistemas Interligados, que remunera os custos totais de geração das usinas termelétricas, a CCC-ISOL remunera apenas a diferença entre o custo de geração térmica dos Sistemas Isolados e o custo de geração da Energia Hidráulica Equivalente –EHE, esta entendida como o montante de geração hidráulica que poderia substituir a totalidade da geração térmica caso os sistemas estivessem completamente interligados. Ou seja, a CCC-ISOL remunera a diferença entre os custos de geração térmica (mais cara do que a geração hidráulica) e os custos que seriam obtidos caso toda a energia fosse gerada por hidrelétricas. O custo de geração da EHE é obtido efetuando o produto da energia térmica a ser gerada pela Tarifa de Equivalente Hidráulico – TEH, a qual hoje é de R\$ 42,19/MWh, de acordo com a Resolução Nº 112, de 24/11/2004.

Durante um período de quase nove anos, compreendido de dezembro de 1995 a maio de 2004, a TEH permaneceu inalterada, fixada em R\$ 25,12/MWh, conforme determinado pela Portaria nº 541, de 01/12/1995. Apenas em 2004, com a publicação da Resolução Nº 066, de 27/05/2004 é que o valor foi reajustado para R\$ 37,70 / MWh, correspondendo à um aumento de 50%. Neste mesmo período, o índice de inflação acumulada registrado pelo IGP-M foi de 138%, bem acima do reajuste aplicado na TEH.

A partir de 2002, com a publicação da Resolução Nº 667, de 29/11/2002, a CCC passou a ser cobrada nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Distribuição (TUSD) no lado consumo, tendo sua aplicação universalizadas à todos os consumidores finais.

Consumidores Livres conectados diretamente à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN passaram a participar do rateio das quotas da CCC com a publicação da Resolução Nº 74, de 15/07/2004, sendo as concessionárias de transmissão as responsáveis pelo recolhimento e repasse das quotas à ELETROBRAS.

Cabe ressaltar a inclusão da cobrança do ICMS nas quotas da CCC dos Sistemas Isolados a partir de 2004, conforme estabelecido pela Lei nº 10.833, de 29/12/2003, o que proporcionou um acréscimo de R\$449,8 milhões nas quotas da CCC, encarecendo ainda mais os custos de energia elétrica para os consumidores. Ademais, a cobrança do ICMS nas quotas da CCC-ISOL gerou desconfiança se este imposto não está sendo cobrado em duplicidade dos consumidores.

Deve ser destacada a dificuldade em se efetuar uma análise da correta arrecadação e aplicação dos recursos da CCC, pois as informações disponibilizadas apresentam-se incompletas, não sendo suficientes para efetuar uma análise mais aprofundada deste encargo. Dada à elevada proporção da CCC nas tarifas de energia ao consumidor final é necessária uma maior transparência.

2.2 CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

A Conta de Desenvolvimento Energético foi instituída pelo Art. 13º da Lei nº 10.438 de 26/04/2002, tendo redação alterada pela Lei nº 10.762 de 11/11/2003. Este encargo foi criado visando ao desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

Os recursos CDE são provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público (UBP), das multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e, a partir de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário, a ser incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, excluindo-se os autoprodutores de energia. O pagamento da CDE pelos autoprodutores é realizado quando houver comercialização de energia gerada excedente a parcela de energia destinada ao consumo próprio, sendo o encargo aplicado somente sobre a parcela excedente de energia. As quotas de que trata o parágrafo anterior vêm sendo reajustadas anualmente, a partir do ano de 2002, na proporção do crescimento do mercado de cada agente. A partir de 2004 as quotas também serão atualizadas monetariamente por índice a ser definido pelo Poder Executivo.

A CDE terá a duração de 25 (vinte e cinco) anos, será regulamentada pelo Poder Executivo e administrada pela ELETROBRÁS, a qual deverá movimentar a conta de modo a obter nenhuma vantagem ou prejuízo econômico ou financeiro e sem assumir compromissos ou riscos incompatíveis com a sua condição de designada para movimentar os créditos e débitos da CDE.

O cálculo das quotas da CDE é realizado com base nos valores estabelecidos para a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC dos Sistemas Elétricos Interligados, referentes ao exercício de 2001, os quais são transformados em R\$/MWh para cada agente e aplicado sobre o mercado de venda de energia elétrica de um determinado período anterior ao ano de análise. Dos valores obtidos são subtraídas as despesas necessárias para cobertura da CCC dos sistemas interligados, referente ao ano de estudo.

O fato de ter sido adotado o ano de 2001, como ano base para cálculo das quotas da CDE gerou muita insatisfação nos consumidores, visto que 2001, ano de baixa hidraulicidade e grande despacho térmico, foi o ano que apresentou os maiores valores das quotas da CCC dos Sistemas Interligados. Ressalta-se também que a CDE apresenta funções que são também desempenhadas por outros encargos, como por exemplo, o PROINFA.

Assim como CCC, a CDE é cobrada na Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Distribuição (TUSD) no lado consumo, conforme estabelecido pela Resolução Nº 667, de 29/11/2002. Consumidores Livres conectados diretamente à Rede Básica também participam do rateio das quotas da CDE.

Em 2004, conforme Resolução Nº 86, de 27/09/2004, o valor das quotas da CDE foi de **1,45 bilhões de reais**. Em 2005, o valor estimado das quotas da CDE sofreu um aumento de 29% com relação ao ano anterior, passando para **1,87 bilhões de reais**.

2.3 ECE – Encargo de Capacidade Emergencial e EAEE – Encargo de Aquisição de Energia Emergencial

O ECE, mais conhecido com “Seguro Apagão”, e o EAEE foram instituídos pela Lei nº 10.438, de 26/04/2002, a qual estabeleceu em seu Art. 1º que os custos, inclusive de natureza operacional, tributária e administrativa, relativos à aquisição de energia elétrica e à contratação de capacidade de geração ou potência pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE deveriam ser rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo individual verificado, mediante adicional tarifário específico. A CBEE foi instituída por meio da Medida Provisória Nº 2.209, de 29/08/2002 e regulamentada pelo Decreto Nº 3.900, 29/08/2001, com o objetivo de realizar a aquisição, o arrendamento e a alienação de bens e direitos, a celebração de contratos e a prática de atos destinados à viabilização do aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica de qualquer fonte em curto prazo, e à superação da crise de energia elétrica e ao re-equilíbrio de oferta e demanda de energia elétrica. Os consumidores classificados como de baixa renda ficaram excluídos do pagamento de ambos os encargos. No caso do EAEE, além dos consumidores de baixa renda, ficaram também excluídos do pagamento os consumidores residenciais classificados na classe B1, com consumo mensal inferior a 350 kWh, e também os consumidores classificados na classe rural B2, inclusive cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação, com consumo mensal inferior a 750 kWh. Enquanto o ECE se refere à contratação de capacidade de geração ou potência pela CBEE, o EAEE se refere à aquisição de energia elétrica, ou seja, a cobrança do EAEE só é realizada quando do acionamento das usinas emergenciais.

O EAEE foi cobrado somente em janeiro de 2004, quando algumas usinas emergenciais foram acionadas na região Nordeste, devido ao baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas locais. Desta forma, a ANEEL publicou a Resolução nº 728, de 30 de dezembro de 2003, que divulgou o valor de 4,681 R\$/MWh para o encargo de aquisição de energia elétrica, com vigência entre o período de 1º a 31 de janeiro de 2004. A cobrança foi

suspensa em 1º de fevereiro de 2004, devido à parada das usinas emergenciais determinada pela recuperação dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas da região Nordeste. É importante ressaltar que a legislação permite que seja cobrado ICMS sobre o valor do encargo EAE, além de PIS, CONFINS e CPMF, aumentando o impacto nas tarifas do consumidor final.

O ECE tem extinção programada para 30 de junho de 2006, data na qual será extinta a CBEE, sendo sua extinção gradativa de acordo com a desmobilização das usinas térmicas.

De acordo com informações obtidas no Site da CBEE, a arrecadação do ECE, no período de janeiro a julho de 2004, chegou a **1,23 bilhões de reais**. Estima-se que ao longo de todo o ano de 2004 a cifra arrecadada tenha ultrapassado a marca dos **2,5 bilhões de reais**.

Recentemente, o valor do adicional tarifário do ECE foi reduzido de R\$ 8,5 / MWh para R\$ 6,7 /MWh, conforme estabelecido na Resolução Nº 262, de 03/11/2004.

2.4 RGR- Reserva Global de Reversão

A Reserva Global de Reversão foi criada pelo Decreto Nº 41.019, de 26/02/1957, com a finalidade de se constituir um fundo para cobertura de gastos da União com indenizações de eventuais reversões de concessões vinculadas ao serviço público de energia elétrica. A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das Empresas Concessionárias e Permissionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, que recolherão a ELETROBRÁS, responsável pela gestão dos recursos, uma quota anual atribuída por definição da ANEEL. São Empresas Concessionárias e Permissionárias do Serviço Público de Energia Elétrica todas as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica, todas as empresas concessionárias de transmissão de energia elétrica, todas as geradoras estatais federais ou estaduais de energia elétrica.

O procedimento de cálculo para a Reserva Global de Reversão foi alterado com a edição da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Em consequência disso, as quotas anuais da RGR foram definidas com base em 2,5% do investimento "*pro rata tempore*", nos exercícios de competência, do Ativo Imobilizado em Serviço, não se computando o Ativo Intangível, bem como se deduzindo a Depreciação Acumulada, as Doações e Subvenções para Investimentos e Obrigações Especiais, Reversão, Amortização, Contribuição do Consumidor e Participação da União. Estas quotas anuais observam o limite de 3,0% das receitas de cada concessionária.

Ao longo dos anos as funções desempenhadas pela RGR sofreram diversas alterações, sendo hoje bem diferente das funções originais. Atualmente os recursos da RGR são aplicados conforme estabelecido pelo Art. 23, da Lei Nº 10.438, de 26/04/2002, da seguinte forma:

- Nas Concessionárias, permissionárias e cooperativas de eletrificação rural, para expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica especialmente em áreas urbanas e rurais de baixa renda e para o programa de combate ao desperdício de energia elétrica;
- Para instalações de produção a partir de fontes eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, assim como termelétrica associada à pequenas centrais hidrelétricas e conclusão de obras já iniciadas de geração termonuclear, limitado, neste último caso, a 10% dos recursos disponíveis;
- Para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos, mediante projetos específicos de investimento;
- Para implantação de centrais geradoras de potência até 5.000 kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado;;
- Para o desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes estabelecidas para o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica –PROCEL.

Verifica-se que todas as funções atualmente desempenhadas pela RGR também são desempenhadas por outros encargos, como CDE, P&D, PROINFA etc. A cobrança da RGR, que deveria terminar em dezembro de 2002, foi prorrogada até dezembro de 2010, conforme estabelecido pela Lei nº 10.438 de 26/04/2002.

2.5 TFSEE – Tarifa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996, que instituiu a ANEEL, Agência Reguladora do Setor Elétrico Brasileiro, com a função de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação e em conformidade com as diretrizes e as políticas do governo federal. De acordo com o Art. 11, Inciso I da lei supracitada, os recursos oriundos da cobrança da taxa de fiscalização sobre serviços de energia elétrica constituem receita da ANEEL. A parcela de recursos arrecadados por meio da TFSEE e que não é utilizada no orçamento desta Agência são repassados ao Tesouro Nacional.

O cálculo, cobrança e recolhimento da TFSEE são dispostos pelo Decreto Nº 2.410, de 01/12/1997, o qual estabelece que o valor anual da TFSEE é equivalente a **0,5%** do valor do benefício econômico auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado.

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a produção, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica são calculados anualmente pela ANEEL e previamente publicados no Diário Oficial da União. A

TFSEE é um encargo setorial devido por todos os concessionários, autorizados e permissionários dos serviços de energia elétrica, diferenciado em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço concedido. Seu recolhimento é feito diretamente a ANEEL, em 12 quotas mensais, na forma que a Agência dispuser em ato específico.

2.6 COFURH – Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos

A COFURH foi instituída pela Lei nº 7.990, de 28/12/1989, que instituiu para Estados, Distrito Federal e Municípios, uma compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e demais providências.

Os concessionários e autorizados que possuam centrais hidrelétricas em operação comercial são responsáveis pelo pagamento mensal deste encargo, que é calculado com base na geração mensal de suas centrais hidrelétricas. É isenta do pagamento de compensação financeira a energia elétrica: (i) a energia produzida pelas instalações geradoras com capacidade nominal igual ou inferior a 10 MW; (ii) a energia gerada e consumida para uso privativo de produtor (autoprodutor), no montante correspondente ao seu consumo próprio no processo de transformação industrial; quando suas instalações industriais estiverem em outro Estado da Federação, a compensação será devida ao Estado em que se localizarem as instalações de geração hidrelétrica; e (iii) a energia gerada e consumida para uso privativo de produtor, quando a instalação consumidora se localizar no município afetado.

De acordo com o Art. 28 da Lei nº 9.984, de 17/07/2000, que, dentre outras providências, criou a Agência Nacional de Águas (ANA), o percentual para a COFURH é de 6,75% sobre o valor da energia elétrica produzida, a ser paga por titular de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios em cujos territórios se localizarem instalações destinadas à produção de energia elétrica, ou que tenham áreas invalidas por água dos respectivos reservatórios, e a órgãos da administração direta da União. Deste percentual, tem-se que 6% são distribuídos entre os Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União e 0,75% destinados ao Ministério do Meio Ambiente, para aplicação na implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

O valor da COFURH a ser pago em um determinado mês é obtido pelo produto do MWh gerado, do percentual de 6.75% e da Tarifa Atualizada de Referência – TAR. O valor da TAR é estabelecido com base no valor médio da energia hidrelétrica adquirida pelas concessionárias de serviço público de distribuição, destinada ao atendimento de seus consumidores cativos. A TAR é publicada anualmente, no mês de dezembro, vigorando a partir de 1º de janeiro até 31 de dezembro do ano seguinte. O seu valor é revisado a cada 04 anos, porém, com atualizações anuais baseadas em um indicador econômico-financeiro ajustado às especificidades dos serviços de energia elétrica a ser determinado pela ANEEL. Para os anos de 2001, 2002 e 2003 o reajuste da TAR foi efetuado utilizando o IGP-M (Índice Geral de Preço do Mercado), tendo como base o mês de novembro de cada ano. Atualmente, o valor da TAR é de R\$ 52,67 / MWh, conforme estabelecido na Resolução Nº 285, de 23/12/2004.

De acordo com informações obtidas no Site da ANEEL, o valor da COFURH arrecadado em 2004 ficou em torno de **780 milhões de reais**, correspondendo ao pagamento de 138 usinas hidrelétricas, com a aplicação do valor da TAR em 2004 de R\$ 44,20 / MWh.

2.7 P&D e Eficiência Energética

O programa de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética foi criado pela Lei nº 9.991, de 24/07/2000, e homologado pela Resolução nº 185, de 21/05/2001 com objetivo de apoiar esforços focados na inovação tecnológica no Brasil, estimulando as atividades de criação e conhecimento necessários no Setor de Energia Elétrica. Com a publicação da referida lei, ficou estabelecido que as empresas concessionárias de geração (PIE, APE e Concessionários de Serviço Público de Geração), transmissão e distribuição são obrigadas a aplicar, anualmente, um mínimo percentual de **1%** de suas receitas líquidas operacionais em pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética do setor elétrico, excluindo-se por isenção, as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa, pequenas centrais hidroelétricas e cogeração qualificada. Com a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, a distribuição dos recursos arrecadados com o encargo de P&D foi modificada, sendo esta definida pelo Art.12 da Lei nº 10.848, de 15/03/2004, e efetuada da seguinte forma: (i) 40 % para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT; (ii) 40 % para projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL; (iii) 20% (vinte por cento) para o MME.

Para o ciclo 2003/2004 o orçamento de P&D foi de **397 milhões de reais**. Os recursos arrecadados pelo encargo de P&D eventualmente não aplicados são transferidos ao Tesouro Nacional.

A aplicação dos recursos de P&D e Eficiência Energética deve ser acompanhada com máximo rigor para que os recursos sejam aplicado somente com a finalidade que este encargo foi criado, bem como para que não sejam verificados casos de duplicação de trabalhos não caracterizando um apoio a inovação.

2.8 ESS – Encargo de Serviço do Sistema

O Encargo de Serviços do Sistema foi implementado pela Lei Nº 10.433, de 24/07/2002, a qual CRIOU O Mercado Atacadista de Energia – MAE. O ESS consiste basicamente num valor em R\$/MWh correspondente à média dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado, e que não estão incluídos no preço CCEE (ex MAE). A recuperação dos custos dos serviços do Sistema é efetuada por submercado e pago por todos os agentes de consumo do CCEE pelo consumo medido correspondente, contratado ou não no submercado onde está localizado o seu consumo. Este encargo varia mensalmente dependendo dos despachos de energia.

2.9 Transporte de Itaipu

O Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu Binacional refere-se ao custo de transporte da quota de energia elétrica adquirida daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL em R\$/MW. Este encargo é devido por aqueles consumidores que estão conectados ao sistema de distribuição.

As distribuidoras detentoras das quotas-parte de Itaipu pagam também pelos Encargos de Uso da Rede Básica atribuídos à Itaipu Binacional, de forma proporcional às suas quotas.

2.10 Taxa MAE e Taxa ONS

A Taxa ONS tem o objetivo de custear as operações do Operador Nacional do Sistema-ONS, pessoa jurídica sem fins lucrativos, responsável pelas atividades de coordenação e controle da geração e transmissão de energia elétrica nos Sistemas Interligados. O ONS foi instituído pela Lei Nº 9.648, de 27/05/1998, e pelo Decreto Nº 2.655, 02/07/1998, e teve seu funcionamento autorizado pela ANEEL, conforme determinado pela Resolução Nº 351, de 11/11/1998, e assumiu o controle da operação do SIN em 1º de março de 1999.

O orçamento anual do ONS é coberto por parte da Receita Anual Permitida - RAP, que é a base para cálculo das TUSTs (Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão). Este orçamento gira em torno de R\$ 200 milhões anuais, que representou cerca de 4% da RAP de 2003-2004. A taxa do ONS, para os agentes que sejam sócios, representa uma taxa de adesão e manutenção agregada àquela instituição, que representa um valor relativamente pequeno para os agentes sócios do ONS.

A Taxa MAE visa a cobrir as despesas operacionais do Mercado Atacadista de Energia – MAE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, submetido a autorização, regulamentação e fiscalização pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com a finalidade de viabilizar as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas interligados. Este encargo é proporcional a movimentação de cada agente no mercado, seja em termos de registros de contratos bilaterais ou da sua exposição no curto-prazo.

2.11 PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

O PROINFA foi criado pelo Art. 3º, da Lei nº 10.438, de 26/04/2002, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa, no Sistema Interligado Nacional. A compra da energia gerada a partir destes empreendimentos é assegurada pela ELETROBRÁS, através de contratos de 20 anos. O PROINFA é dividido em duas etapas, conforme estabelecido nos Incisos I e II, respectivamente, do Art 3º da lei supracitada, cujas redações foram modificadas pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. A primeira etapa prevê que os contratos serão celebrados pela ELETROBRÁS, para a implantação de 3.300MW de capacidade em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006. Uma vez concluída a primeira etapa, é iniciada a segunda fase, cuja meta é o desenvolvimento de empreendimentos, de forma que, em 20 anos, 10% da energia total consumida no país seja atendida pelas fontes contempladas no PROINFA.

As Resoluções Nº 666 e 667, ambas de 29/11/2002, definem a incidência da cobrança do PROINFA, estabelecendo que este encargo deverá ser acrescido à Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e à Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST), respectivamente. O procedimento de rateio dos custos do PROINFA, entretanto, ainda está em fase de regulamentação. Com base em informações que vem sendo divulgadas sobre este encargo, estima-se que seu impacto no custo final da tarifa de energia será muito elevado, girando em torno de **R\$ 5,00 / MWh**.

3.0 - PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Apesar de não se configurarem como um encargo setorial, as perdas técnicas e comerciais de energia elétrica também são consideradas na formação de preços das tarifas de transporte de energia. As perdas técnicas correspondem às perdas inerentes ao processo de transmissão e distribuição, causadas pela passagem da

corrente elétrica nos diversos elementos que compõem uma rede elétrica, tais como transformadores, isoladores, chaves etc. Já as perdas comerciais são definidas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, relacionando-se à energia efetivamente entregue ao consumidor, mas que não é faturada. Dentre suas causas destacam-se as ligações clandestinas, autoreligações, cadastro de iluminação pública desatualizado etc. As perdas comerciais estão diretamente associadas à gestão comercial da concessionária distribuidora.

No Brasil ainda não há legislação específica que trate deste assunto de forma clara, definindo os percentuais máximos de perdas comerciais e técnicas para as concessionárias, bem como qual o impacto das mesmas nas tarifas de energia e como elas devem ser rateadas entre os consumidores. Porém, as perdas são levadas em consideração nos processos de revisão tarifária das concessionárias, sendo estas agregadas na Parcela A das mesmas.

4.0 - CONCLUSÃO

O número de encargos que incidem na tarifa de energia elétrica no Brasil é elevado, sendo que dos atuais 13 encargos 09 foram criados após o início do processo de reestruturação do setor no final da década de 1990. As informações aqui apresentadas devem ser consideradas como ponto de partida para uma ação organizada e coordenada por parte dos consumidores com vistas a reduzir ou, no mínimo, conter a progressão dos aumentos dos encargos no preço da energia elétrica. Os encargos no preço final da energia alcançaram hoje um patamar que tende a inviabilizar a competitividade da indústria nacional, configurando-se com uma barreira para o desenvolvimento do país, cujo estágio de desenvolvimento necessita ainda de grandes aportes de energia para crescimento do PIB.

O crescente aumento dos encargos em conjunto com a elevada carga tributária do setor vêm prejudicando drasticamente os investimentos no país, principalmente os empreendimentos relacionados à autogeração.

Percebe-se a grande falta de aderência e imprevisibilidade destes aumentos, sendo impraticável conviver com esta realidade. Junto com os tributos, os encargos setoriais respondem hoje por cerca de 52% do total de pagamentos dos consumidores.

Observa-se que a criação de encargos e a prorrogação dos encargos que deveriam ser extintos tornam-se práticas comuns no Brasil, não havendo uma coerência por parte do governo a fim de reduzir os custos de aquisição de energia elétrica para aumentar a competitividade industrial.

Evidencia-se que apenas quatro (04) encargos (CCC, CDE, RGR e ECE) respondem por, aproximadamente, 85% do total de arrecadação com a aplicação dos encargos. Recentemente criado, o PROINFA contribuirá para elevar ainda mais a arrecadação e, conseqüentemente, onerar as tarifas de energia.

Existe claramente uma busca de solução de problemas de ordem social e de infra-estrutura através de encargos, que se tornaram uma forma de obtenção de recursos para políticas de governo. Este é o caso da subvenção do custo da energia para os consumidores de baixa renda, caso da universalização sem custo de conexão, caso do subsídio ao óleo combustível para geração térmica nos sistemas isolados, caso da subvenção das fontes alternativas. Tudo legítimo e válido, porém o Governo precisa estar sempre atento se não errou na mão e se não está inviabilizando um maior crescimento da indústria nacional e o próprio setor elétrico.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Análise da Evolução de Encargos Setoriais nas Tarifas de Energia Elétrica – Trabalho elaborado pela Andrade & Canellas, em junho de 2004, para a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia – ABRACE.
- (2) Encontro Nacional dos Agentes do Setor Elétrico – ENASE, realizado em novembro de 2004.
- (3) Site da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;
- (4) Site da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial;
- (5) Site do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.