

Encargos Setoriais

3ª edição



ABRACE

Associação Brasileira de Grandes Consumidores
Industriais de Energia e de Consumidores Livres

Índice

	Introdução	4
1	CCC	6
	1.1 Origem e Finalidade	6
	1.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia	7
	1.3 Críticas e Propostas	9
2	RGR	10
	2.1 Origem e Finalidade	10
	2.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia	11
	2.3 Críticas e Propostas	13
3	CDE	14
	3.1 Origem e Finalidade	14
	3.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia	15
	3.3 Críticas e Propostas	16
4	TFSEE	18
	4.1 Origem e Finalidade	18
	4.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia	18
	4.3 Críticas e Propostas	20
5	P&D	22
	5.1 Origem e Finalidade	22
	5.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia	23
	5.3 Críticas e Propostas	24

6	PROINFA	25
6.1	Origem e Finalidade	25
6.2	Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia	25
6.3	Críticas e Propostas	27
7	ESS	28
7.1	Origem e Finalidade	28
7.2	Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia	32
7.3	Críticas e Propostas	35
8	CFURH	36
8.1	Origem e Finalidade	36
8.2	Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia	37
8.3	Críticas e Propostas	38
9	EER	39
9.1	Origem e Finalidade	39
9.2	Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia	39
9.3	Críticas e Propostas	41

Introdução

Normalmente, escrever a introdução de uma publicação é motivo de muita satisfação para qualquer pessoa. Infelizmente, esse não é o caso desta terceira edição da Cartilha de Encargos que a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) lança agora com parceria da Confederação Nacional da Indústria (CNI). Mais uma vez nos deparamos com a situação absurda de os encargos cobrados dos consumidores brasileiros estarem entre os mais altos do mundo.

Esta situação é particularmente complicada porque não vemos sinais de melhora. Pelo contrário: situações como as mudanças que hoje estão sendo implantadas na Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados (CCC) – com a incorporação de novos custos anteriormente não cobertos pelo encargo e seu conseqüente aumento – mostram que alguns setores da nossa sociedade estão totalmente alheios aos males causados pelo excesso de encargos na competitividade da economia brasileira.

O estudo da PSR Consultoria que serve de base para esta Cartilha detalha a origem e a finalidade dos nove principais encargos do setor elétrico cobrados hoje no país. Esse histórico mostra que, de uma maneira geral, eles foram criados com bons propósitos, como o desenvolvimento da expansão da oferta de energia elétrica, a regulação adequada do setor e a maior segurança no abastecimento.

Mas o texto destaca também que a maior parte dos encargos não se justifica em termos técnicos nem econômicos. Entre as falhas técnicas, há situações absurdas como o fato de apenas os consumidores terem de pagar pela segurança do sistema, por meio de modalidade do Encargo de Serviços do Sistema (ESS) criada para esse fim, embora todos os agentes sejam prejudicados em caso de racionamento, ou a estranha situação de o Encargo de Energia de Reserva (EER) ser destinado a cobrir custos de projetos de geração normalmente usados na “base” e não como reserva.

A cartilha detalha ainda como são crescentes os impactos dessas cobranças nos custos da energia, ou seja, as boas intenções que geraram a criação dos encargos têm custos excessivos. Esse volume elevado impacta toda a cadeia produtiva do país, reduzindo a competitividade de sua indústria e afetando sua economia como um todo.

O resultado é que eventuais benefícios em favor dos quais os encargos foram criados, dificilmente compensam seu custo. Por conta disto, é fundamental buscar uma política de desoneração do setor elétrico.

Esta situação é ainda mais urgente hoje devido à grave crise econômica verificada nos últimos meses. A desoneração pode ser uma forma de melhorar a competitividade da nossa indústria, de modo a garantir que ela possa recuperar seu espaço global e, principalmente, contribuir para a retomada do crescimento da economia brasileira.

Temos consciência de que essa política de desoneração tributária não é simples e depende de muitos esforços de toda a sociedade brasileira. Mas sabemos também que a informação é um passo muito importante nesse processo: apenas conhecendo exatamente o que está pagando é que a população e as empresas podem se mobilizar em favor da revisão e redução de tais custos.

Por isso, nosso esforço nesta Cartilha foi no sentido de preparar um texto didático, atual e crítico. Nossa expectativa é conscientizar agentes setoriais, formadores de opinião e a sociedade em geral para o problema, ampliando o debate em favor da redução dos encargos em benefício de todo o país. Ao mesmo tempo, estamos à disposição para debater propostas e encontrar caminhos para fazer com que a energia possa contribuir cada vez mais em favor da competitividade da indústria brasileira.

Ricardo Lima

Presidente-executivo da ABRACE

1.1 Origem e Finalidade

A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC) teve como diretriz básica de criação o rateio dos ônus e das vantagens do consumo de combustíveis fósseis voltado à otimização da operação dos sistemas elétricos interligados, conforme previsto no inciso III do art. 13 da Lei nº 5.899/73. Essa norma previu a incidência da CCC-Interligado sobre todas as empresas concessionárias atendidas por esses sistemas e atribuiu ao Poder Executivo competência para estabelecimento dos critérios correspondentes.

Posteriormente, a diretriz inicial foi ampliada para abranger o rateio de combustíveis, também nos sistemas elétricos isolados, nos termos do art. 8º da Lei nº 8.631/93, que previu a incidência da CCC-Isolado sobre todos os concessionários distribuidores, que atuam tanto no sistema isolado como no interligado.

O Decreto nº 774/93, que regulamentou a referida norma, desdobrou a conta da CCC em três sub-contas distintas:

- CCC Sul/Sudeste/Centro-Oeste (CCC-S/SE/CO): destinada a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração térmica constantes do Plano de Operação do Sistema Interligado (S/SE/CO);
- CCC Norte/Nordeste (CCC-N/NE): destinada a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração térmica constantes do Plano de Operação do Sistema Interligado (N/NE);

- CCC dos Sistemas Isolados (CCC-ISOL): destinada a cobrir os custos de combustíveis da geração térmica constantes dos Planos de Operação dos sistemas isolados.

A CCC dos sistemas interligados (CCC-S/SE/CO e CCC-N/NE) era recolhida por todos os concessionários que atendiam a consumidores finais cujos sistemas elétricos eram conectados, em parte ou no todo, ao sistema interligado. Conforme determinação da Lei nº 9.648/98, alterada pela Lei nº 10.438/02, a CCC-Interligado foi extinta em 2006, por intermédio da aplicação de uma taxa de redução de 25% ao ano, que foi iniciada em 2003.

Já a CCC dos sistemas isolados é recolhida por todos os concessionários do país que atendam a consumidores finais (inclusive aqueles concessionários localizados em regiões isoladas). A CCC-Isolado também incide sobre a parcela de energia comercializada por produtor independente com consumidores finais. A mesma Lei que extinguiu a CCC dos sistemas interligados prorrogou a vigência da CCC-Isolado por 20 anos, de modo que o seu encerramento era previsto para maio de 2018. A recente edição da Medida Provisória (MP) nº 466/09 revogou o inciso que tratava do encerramento da conta, passando esta a vigorar até o término dos contratos de compra de energia e/ou da extinção das autorizações e concessões de geração própria localizadas na região.

1.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia

Até o ano de 2006, em valores absolutos, a cota da CCC-Isolado aumentou cerca de 600%, passando de R\$ 653 milhões, em 2000, para R\$ 4,57 bilhões, muito além da evolução de IGP-M (78%) no mesmo período. Este ritmo de crescimento só foi interrompido em 2007, quando houve a primeira redução nos dispêndios homologados pela Aneel, que totalizaram cerca de R\$ 3,07 bilhões.

Para 2009, a cota anual da CCC foi estabelecida em R\$ 2,47 bilhões, representando um decréscimo de 14.5% em relação ao custo incorrido no ano anterior, apesar de o Plano Anual de Combustíveis elaborado pela Eletrobrás prever um orçamento de R\$ 4,18 bilhões. As principais razões que levaram a Aneel a reduzir o orçamento proposto foram:

- A não consonância dos consumos específicos de combustíveis utilizados pela Eletrobrás na elaboração da estimativa do volume de combustível, com os limites máximos estabelecidos pela Aneel por intermédio da Resolução nº 350/09;
- Os novos procedimentos para planejamento e gerenciamento da CCC, regulamentados pela Resolução nº 347/09, que prevêem restrição quanto aos preços de combustíveis subsidiados pela conta, devendo estes serem referenciados aos valores de mercado publicados pela ANP.

Tabela 1 – Valores Históricos da CCC dos Sistemas Isolados

Ano	Valores recolhidos de CCC-ISOL (Milhões R\$)	Tarifa CCC (R\$/MWh) sem PIS/COFINS(**)
2000	653,28	2,29
2001	915,42	3,13
2002	1.292,08	4,20
2003	1.858,29	6,56
2004	3.148,78	10,88
2005	3.372,03	11,27
2006	4.566,98	13,97
2007	3.067,29	7,91
2008	3.511,74	8,37
2009	2.470,98 (*)	8,13

(*) Previsão de orçamento aprovada pela Aneel para o ano de 2009 – Resolução Homologatória nº 792/2009.

(**) Tarifa homologada pela Aneel para os consumidores conectados às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica. Valores sem PIS/COFINS

Fonte: Aneel

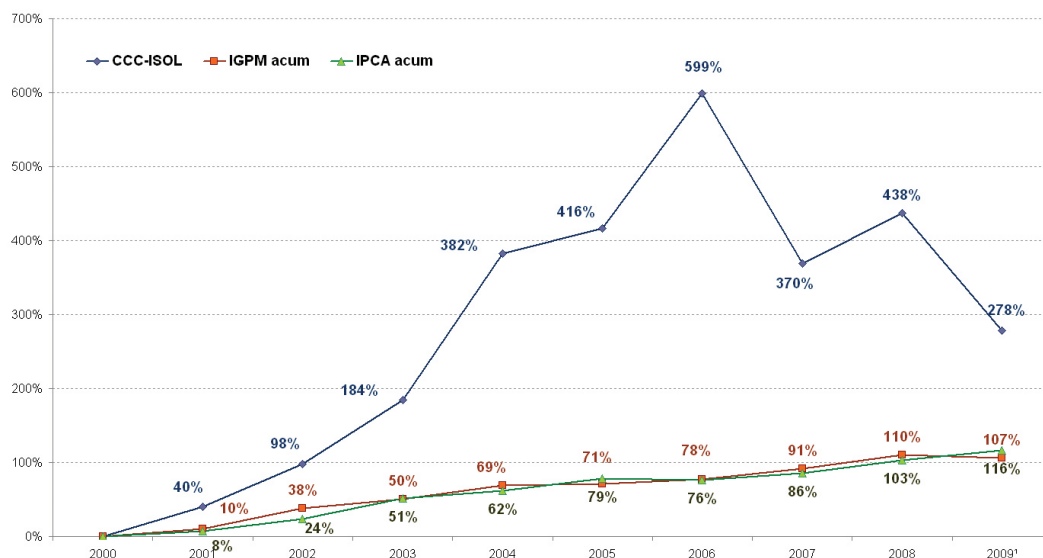
Há de se reconhecer os esforços recentes da Aneel para controlar os gastos com a conta CCC. Destacam-se nesse sentido dois regulamentos expedidos em 2009 com o objetivo de estabelecer limites de consumo específico para usinas termelétricas beneficiárias pela CCC-Isolado¹ e procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento da conta² a serem observados pela Eletrobrás, que deverá, entre outros aspectos, utilizar como referência de preços de combustíveis aqueles publicados pela ANP.

A despeito destas medidas, verifica-se que o aumento acumulado deste encargo é extremamente elevado, sendo muito superior ao IGP-M e ao IPCA do período, conforme ilustra o gráfico 1 a seguir:

¹Resolução Normativa nº 350/2009 emitida pela Aneel

²Resolução Normativa nº 347/2009 emitida pela Aneel

Gráfico 1 – Aumento Acumulado da CCC Frente aos Índices de Inflação



(*) IGP-M e IPCA acumulados até julho de 2009
Fonte: ABRACE a partir de dados da Aneel

Entretanto, a recente MP nº 466/09, de 29 de julho de 2009, traz grande preocupação quanto ao impacto das novas diretrizes nas tarifas dos consumidores. Até então a CCC-Isolado subsidiava apenas a diferença entre os gastos com combustíveis fósseis, acrescidos dos investimentos com direito à sub-rogação, e o custo médio de atendimento caso estes sistemas isolados estivessem completamente interligados, referenciado pela Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente (TEH) homologada anualmente pela Aneel.

Com a edição da MP, a CCC-Isolado passou a reembolsar também os custos de contratação de energia e potência associada, geração própria, encargos e impostos associados. O subsídio será igual à diferença entre o custo total de geração da energia elétrica para o atendimento do sistema isolado e a valoração da quan-

tidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da energia comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), conforme regulamento ainda a ser expedido. Como dito, a MP 466/09 alterou a Lei nº 9.648/98 revogando o inciso que tratava do encerramento da conta, passando esta a vigorar basicamente até o término dos atuais contratos de compra de energia e até a extinção das autorizações ou concessões dos ativos de geração própria utilizados no abastecimento da região.

Estudos preliminares realizados pela ABRACE mostram que impacto da MP nº 466/09 trará um aumento extra de aproximadamente R\$ 6 bilhões até 2013 para os consumidores, podendo ser ainda maior dependendo das emendas que sejam adicionadas e aprovadas na câmara e no senado.

Outra preocupação refere-se à efetiva solubilidade das medidas implantadas pela Aneel para o controle dos gastos da CCC. Recentemente a Amazonas Distribuidora de Energia³ conseguiu liminar no Tribunal Regional Federal (TRF) da 1ª Região suspendendo a aplicação dos efeitos da Resolução nº 347 da Aneel, norma que limitou os custos dos combustíveis aos preços médios publicados pela ANP. A nova metodologia passou a gerar diferenças enormes entre o valor de combustível cobrado pela Petrobras à distribuidora e o valor efetivamente pago pela Eletrobrás, a título de reembolso. O valor desta diferença já chega a quase R\$ 500 milhões⁴ trazendo sérios riscos para o fluxo de caixa da companhia.

O risco da não aplicabilidade das regras regulatórias por decisões emitidas na esfera judicial enfraquece a agência como instituição reguladora. Por outro lado, é preciso que medidas adicionais sejam implantadas para que de fato os atos regulatórios emitidos pela agência possam ser respeitados. No caso exemplificado, uma solução viável seria a realização pelo Governo Federal de uma licitação internacional para a contratação de combustível. Outra medida seria promover a eficiência dos geradores (com rendimentos mais baixos) ou até mesmo financiar a troca para equipamentos que utilizem combustíveis mais baratos. O investimento necessário poderia vir da própria CCC através do direito à sub-rogação.

1.3 Críticas e Propostas

Embora a MP nº 466/09 possua diversos pontos ainda pendentes de regulamentação, é notório o imediato aumento do valor da CCC-Isolado, tendo em vista a incorporação de novos custos antes não cobertos pela conta.

Propõe-se a seguir medidas que visam mitigar a elevação deste encargo:

- A não aprovação da referida MP;
- A adequação do Equivalente Hidráulico ao preço médio de contratação de energia no mercado regulado. A TEH em vigor é de R\$ 73,34/MWh, enquanto o custo médio dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) para entrega de energia em 2009 é de 89,35 R\$/MWh⁵ (média ponderada dos CCEARs de energia existente e

energia nova), ou seja, uma defasagem superior à 20% demonstrando a distorção na referência considerada para o cálculo do subsídio da CCC.

- Assegurar a conclusão da interligação Jauru (MT)-Vilhena (RO). De acordo com o contrato de concessão, esta linha já deveria estar em operação desde 30 de outubro de 2008. Entretanto, sua licença de operação ainda não foi emitida pelo IBAMA, embora a linha esteja completamente construída.
- Assegurar a conclusão da interligação Tucuruí (PA) - Manaus (AM) - Macapá (AP), cuja data prevista para entrada em operação comercial pelo contrato de concessão é agosto de 2011.
- Promover licitação na compra de combustível para que as áreas que remanescerem isoladas possam ser atendidas de maneira mais econômica.

³Empresa que incorporou a Manaus Energia (MESA) e a Companhia Energética do Amazonas (CEAM)

⁴Conforme reportagem do jornal Valor Econômico do dia 02 de setembro de 2009, intitulada "TRF mantém subsídio de empresa"

⁵Preços corrigidos por IPCA até dezembro de 2008.

2.1 Origem e Finalidade

A Reserva Global de Reversão (RGR), instituída nos termos do art. 33 do Decreto nº 41.019/57, teve por finalidade a constituição de um fundo para cobertura de gastos da União com indenizações de eventuais reversões de concessões vinculadas ao serviço público de energia elétrica.

A Lei nº 5.655/71, alterada posteriormente pelas Leis nº 8.631/93, nº 10.438/02 e nº 10.848/04, estabeleceu o cômputo dessas cotas anuais no custo do serviço das empresas concessionárias, reiterando que sua finalidade era prover recursos para encampação, expansão e melhoria, admitindo, todavia, a possibilidade de novas aplicações. Nesse sentido, o §4º do art. 4º da Lei nº 5.655/71, com redação dada pela Lei nº 10.438/02, permite que a Eletrobrás, condicionada a autorização de seu Conselho de Administração e observado o disposto no art. 13 da Lei nº 9.427/96, destine os recursos da RGR à concessão de financiamento dos seguintes projetos:

- Expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica explorados pelas concessionárias, permissionárias e cooperativas de eletrificação rural, especialmente em áreas urbanas e rurais de baixa renda e para o programa de combate ao desperdício de energia elétrica;
- Custeio de instalações de produção a partir de fontes eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, bem como termelétrica associada a pequenas centrais hidrelétricas e conclusão de obras já iniciadas de geração termonuclear, limitado, neste último caso, a 10% dos recursos disponíveis;
- Estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos, mediante projetos específicos de investimento;
- Implantação de centrais geradoras de potência até 5.000 kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado;
- Desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate de 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.

Outras aplicações da RGR são estabelecidas na Lei nº 5.655/71 e na Lei nº 9.427/96:

- Custeio de estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, de inventário e de viabilidade de aproveitamento dos potenciais hidrelétricos mediante destinação de 3% dos recursos ao Ministério de Minas e Energia – MME;
- Fomento para a utilização de equipamentos, de uso individual e coletivo, destinados à transformação de energia solar em energia elétrica, contratados diretamente com as concessionárias e permissionárias.
- Aplicação de no mínimo 50% do total dos recursos arrecadados a partir da vigência da Lei nº 9.427/96 para investimentos no Setor Elétrico das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, dos quais metade referem-se a programas de eletrificação rural, conservação e uso racional de energia e atendimento de comunidades de baixa renda.

A vigência da RGR foi prorrogada até dezembro de 2010, em face à alteração introduzida pela Lei nº 10.438/02. Assim, se mantido esse prazo

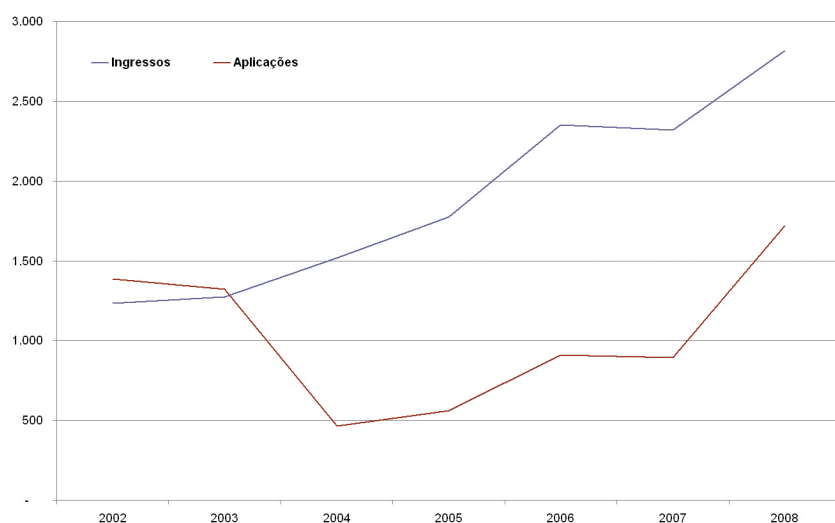
de encerramento, serão completados 53 anos de recolhimento da RGR desde sua criação.

2.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia

O Gráfico 2 ilustra a evolução dos ingressos e aplicações da RGR, sendo relevante destacar que, para o ano de

2003, os valores relativos aos ingressos foram estimados, uma vez que não foram divulgados pela Eletrobrás.

Gráfico 2 – Valores Históricos dos Ingressos e Aplicações da RGR



Fonte: Notas Explicativas dos Demonstrativos Financeiros da Eletrobrás

Observa-se no Gráfico 2 que, embora a cota anual da RGR tenha apresentado uma trajetória de crescimento nos últimos anos, a aplicação deste encargo não apresenta tendência determinada. De 2004 a 2007 verifica-se que o valor aplicado foi praticamente três vezes menor que as respectivas cotas. Com isso pode-se inferir que há falta de planejamento na utilização dos recursos da RGR. Mesmo após o início dos financiamentos concedidos para obras do Programa Luz para Todos, verifica-se que as aplicações dos recursos da RGR são inferiores aos recursos anuais recolhidos por meio das cotas.

No final de 2008, o fundo registrou um saldo de R\$ 6.411 milhões na conta⁶. Já o saldo dos recursos sacados pela Eletrobrás, para utilização em diversos investimentos, totalizou R\$ 7.194 milhões⁷. Isto quer dizer que se fossem revertidos para a conta a totalidade do saldo dos recursos sacados, teríamos hoje apenas R\$ 13.605 milhões no fundo da RGR, montante extremamente pequeno para o volume de recursos que vem sendo arrecadados desde 1957. Como forma de exemplificar o quão irrisório é esse valor, basta tomar como base o valor dos ativos das companhias de distribuição

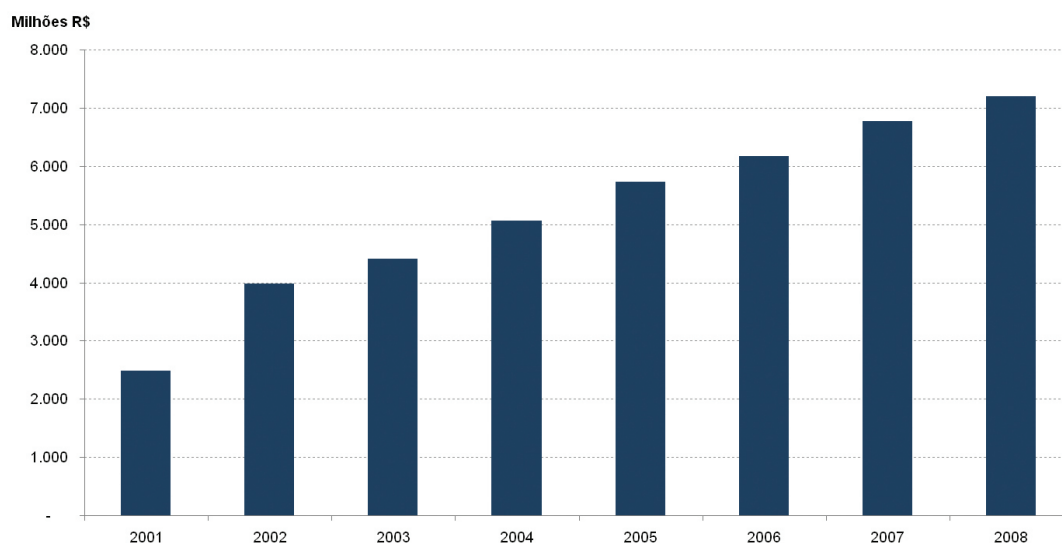
⁶Fonte: Controladoria Geral da União – Prestação de Contas 2008

⁷Fonte: Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras do Exercício de 2008 da Eletrobrás

CEMIG, COPEL e CEB cujas concessões expirarão em 2015 e, portanto, deveriam ser revertidos à união. Utilizando o valor da Base de Remuneração Regulatória Líquida homologado pela própria Aneel no âmbito do segundo processo de revisão tarifária, como valor para os ativos ainda não depreciados, seriam necessários R\$ 7.108 milhões de recursos somente para a realização da reversão dos ativos de

distribuição destas três empresas. Cabe destacar que até 2015 expirarão concessões de 41 usinas geradoras, 37 distribuidoras e 73 mil quilômetros de linhas de transmissão de energia elétrica. Há grandes chances dos recursos do fundo RGR não serem suficientes para a reversão destes ativos. A figura a seguir mostra a evolução do passivo da RGR (saldo dos recursos sacados pela Eletrobrás) desde 2001.

Gráfico 3 – Evolução do Saldo dos Recursos Sacados pela Eletrobrás



Fonte: Notas Explicativas dos Demonstrativos Financeiros da Eletrobrás

Na Tabela 2 é apresentado um quadro-resumo do valor da cota da RGR e seu impacto nas tarifas em R\$/MWh⁸, de 2002 a 2007.

Tabela 2 – Valores históricos dos Recolhimentos da RGR

	Cotas	Mercado Faturado GWh	R\$/MWh
2002	1.232	289.932	4,25
2003	1.275	305.377	4,18
2004	1.339	324.781	4,12
2005	1.289	334.564	3,85
2006	1.906	347.372	5,49
2007	1.845	365.482	5,05
2008	1.436	379.462	3,78

Fonte: Notas Explicativas dos Demonstrativos Financeiros da Eletrobrás

Os concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica são obrigados ao recolhimento mensal de valores da RGR à Eletrobrás. Tais valores são diretamente repassados às tarifas dos consumidores finais, quando se trata de empresas de transmissão ou distribuição. Para as empresas de geração, os valores correspondentes de RGR são repassados ao preço da energia vendida.

A sistemática de recolhimento da RGR permite que um consumidor final atendido por uma concessionária de

⁸O valor da RGR em R\$/MWh constitui referência meramente comparativa, uma vez que os valores são considerados nas tarifas em R\$/kW, exceto para a Baixa Tensão, conforme estrutura tarifária vigente.

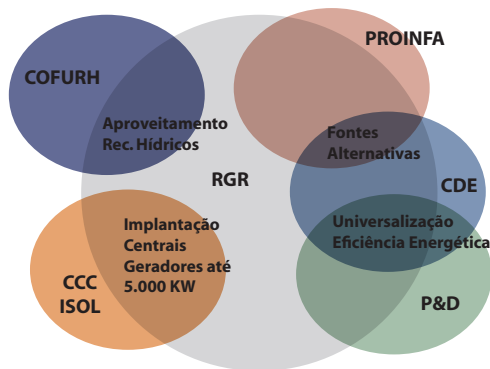
distribuição seja onerado em cascata, porque os valores de RGR cobrados de transmissoras e geradores são repassados ao preço do serviço ou da energia forneci-

dos à concessionária de distribuição, que também repassa ao consumidor as despesas com própria cota de recolhimento à RGR.

2.3 Críticas e Propostas

É importante mencionar que, exceto a função original como fundo de reversão, as demais destinações da RGR também são subsidiadas por outros encargos setoriais como mostrado na Figura 1. Isso justifica a necessidade de uma intensa fiscalização da gestão dos recursos da RGR, de modo a evitar que um mesmo projeto seja beneficiado simultaneamente por dois ou mais encargos distintos, acarretando, com isso, um recolhimento excessivo de recursos.

Figura 1 – Sobreposição de objetivos da RGR com outros encargos



O encargo RGR apresenta grande influência nas tarifas de energia e de uso dos sistemas elétricos, contribuindo com parcela significativa ao montante total dos encargos. Dos gráficos e dados apresentados, pode-se afirmar que, enquanto os valores das cotas arrecadadas e do passivo da RGR apresentam uma tendência ascendente, os montantes aplicados nas possíveis utilizações dos recursos deste encargo não obedecem a qualquer planejamento. Esta situação é plenamente caracterizada quando se observa que o valor arrecadado

por meio das cotas é sistematicamente superior ao valor efetivamente aplicado. Ressalta-se, entretanto, que as principais aplicações da RGR tem sido:

- 1 Financiamento de projetos de geração, transmissão e distribuição;
- 2 Financiamento / subvenção de projetos de universalização;
- 3 Subvenção Baixa Renda (2002 e 2003).

Cabe também ressaltar, que nos anos de 2000 e 2001 muitos recursos da RGR foram utilizados na compra de ações de companhias distribuidoras estaduais, que passaram a integrar o Sistema Eletrobrás. Adicionalmente, verifica-se que, praticamente 100% dos recursos relativos à construção, expansão e revitalização de sistemas de geração, transmissão e distribuição, foram destinados às concessionárias integrantes do Sistema Eletrobrás.

Sugere-se, então, a extinção do encargo RGR, uma vez que:

- Não existe mais ligação com a finalidade original;
- Suas aplicações são redundantes com as de outros encargos.

Ressalta-se ainda a falta de transparência dos dados relativos à RGR, como por exemplo, sobre as arrecadações por meio das cotas, dos pagamentos de financiamentos, e as aplicações. Desta forma, seria conveniente uma auditoria do Tribunal de Contas da União - TCU nas movimentações dos recursos da RGR.

3.1 Origem e Finalidade

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Os valores anuais recolhidos à CDE são homologados pela Aneel e têm a finalidade de prover recursos para: I) o desenvolvimento energético dos Estados; II) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; e III) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

A CDE, cuja duração será de 25 anos, é fixada anualmente e recolhida mensalmente pelas concessionárias à ELETROBRÁS, que é a entidade responsável pela movimentação dos recursos arrecadados para este fim. Os recursos referentes a este encargo setorial são provenientes: (I) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público (UBP); (II) das multas aplicadas pela Aneel; e (III) dos pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final, neste caso foram incluídas pela regulação as concessionárias de distribuição e as de transmissão.

Os recursos recolhidos a partir do pagamento de UBPs e de multas aplicadas pela Aneel são destinados prioritariamente aos programas de universalização da energia. Já os eventuais saldos de recursos decorrentes dos pagamentos das cotas anuais que não forem aplicados nos programas de universalização, poderão

ser utilizados nas seguintes atividades, conforme regulamentado pelo Decreto nº 4.541/2002:

- Na cobertura dos custos de combustíveis primário e secundário de empreendimentos termelétricos que utilizem apenas carvão mineral nacional, em operação até 6 de fevereiro de 1998;
- Na cobertura da diferença entre os custos anuais decorrentes das instalações de transporte de gás natural para Estados onde, até o final de 2002, não exista o fornecimento de gás natural canalizado e as parcelas que decorrerem da cobrança de tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica;
- Para pagamento da diferença entre o valor econômico correspondente à energia disponibilizada para o sistema através da tecnologia específica de cada fonte e o valor econômico correspondente a energia competitiva, ao agente produtor de energia elétrica a partir de fontes eólica, térmicas a gás natural, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, cujos empreendimentos entrem em operação a partir de 29 de abril de 2002, e que a compra e venda se fizer com o consumidor final;
- Para pagamento do crédito complementar calculado pela diferença entre o valor econômico correspondente à tecnologia específica de cada fonte e o valor pago pela Eletrobrás, quando da implantação da segunda etapa do Proinfa; e
- Para pagamento da diferença entre o valor econômico correspondente à energia disponibilizada para o

sistema por geração termelétrica a carvão mineral nacional que utilize tecnologia limpa, de instalações que entrem em operação a partir de 2003, e o valor econômico correspondente à energia competitiva.

As cotas da CDE foram definidas originalmente com base na CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujo

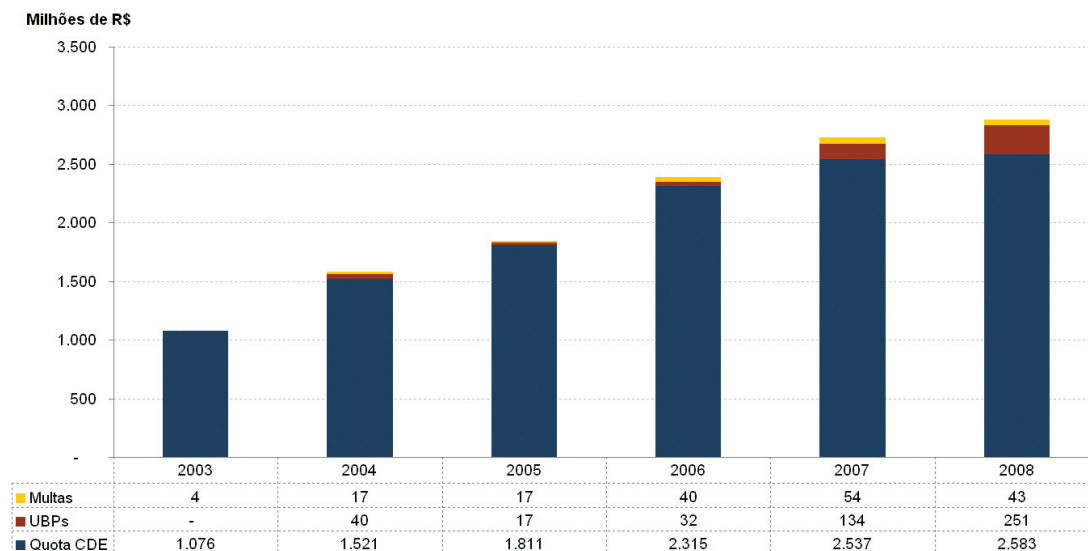
montante foi o mais alto registrado na história devido ao período de racionamento. A partir de 2002, os valores foram reajustados na proporção do crescimento de mercado de cada agente, passando em 2004 a serem atualizados também em função da variação do IPCA, conforme estabelecido na Lei nº 10.438/02.

3.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia

O Gráfico 4, a seguir, ilustra a evolução dos valores vinculados à CDE a partir de 2003, provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público, das multas aplicadas pela Aneel a

concessionários, permissionários e autorizados, e das cotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final.

Gráfico 4 – Valores Históricos Recolhidos para a CDE



Fonte: Relatórios de Administração da Eletrobrás, Resoluções Aneel

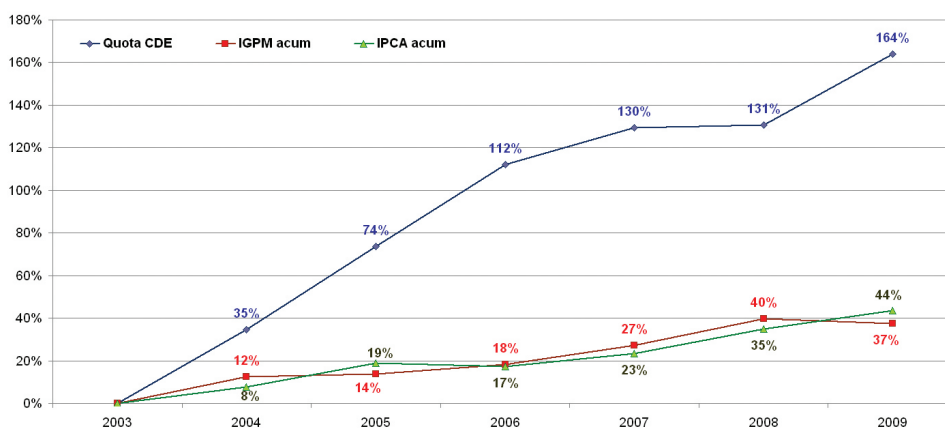
Vale ressaltar que a Resolução Normativa Aneel nº 754/08, apresenta previsão, para os próximos três anos, dos valores a serem recolhidos a título de CDE por meio de pagamentos de cotas e de

UBPs. O valor total previsto corresponde a R\$ 2,84 bilhões, equivalente ao volume estabelecido para 2009. No entanto, de acordo com a própria regra de cálculo do encargo, o recolhimento deverá

ser maior, uma vez que a cada ano a arrecadação cresce na proporção do incremento de mercado e é atualizada em função do IPCA verificado no ano anterior.

Para fins de comparação, o Gráfico 5, a seguir, ilustra o aumento acumulado desde 2003 dos recursos arrecadados pelas cotas de CDE e das variações dos índices de inflação IGP-M e IPCA para o mesmo período.

Gráfico 5 – Aumento Acumulado da CDE Frente aos Índices de Inflação



(*) Acumulado até julho de 2009

Fonte: Aneel

Observa-se que o crescimento da cota de CDE de 2007 para 2008 não obedeceu ao crescimento observado de mercado e de IPCA. Isto se deve a ajustes associados a recolhimentos, o maior de anos anteriores, fato que reduziu a cota do referido ano, contribuindo para o

aumento de 14,4% observado em 2009. Caso não houvesse essa compensação, a cota de CDE em 2008 teria atingido R\$ 2,61 bilhões, ocasionando um aumento de 5,7% para 2007 e de 8,8% para 2008.

3.3 Críticas e Propostas

Pode-se afirmar que dentro do escopo da CDE encontram-se duas finalidades distintas: a primeira está relacionada à diversificação e expansão da matriz energética enquanto a segunda diz respeito à universalização e ampliação das redes de atendimento. Em se tratando de projeto com essa dualidade, seria esperado que o planejamento da aplicação dos recursos da CDE buscasse a máxima sinergia entre os dois focos.

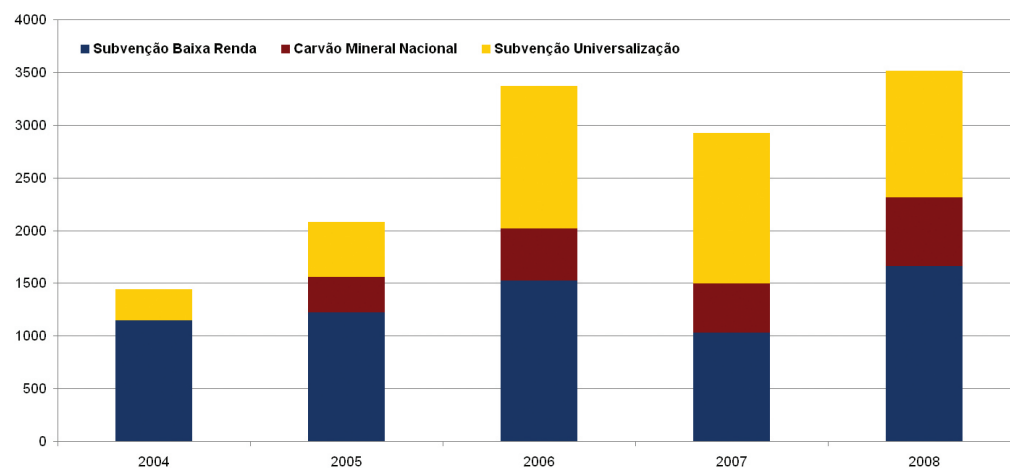
Contudo, as informações disponíveis sobre os recursos da CDE indicam que a aplicação dos recursos concentra-se substancialmente no subsídio para a população de baixa renda e na extensão de quilômetros de redes para comunidades não alcançadas pelas redes das concessionárias de distribuição. Os novos ativos, financiados pela CDE passam a ser operados e mantidos pelas distribuidoras, que muitas vezes ainda necessitam

de recursos de acionistas ou da RGR para concluir as metas estabelecidas em programas de universalização. As despesas decorrentes das novas redes podem impactar significativamente as tarifas de energia, haja vista o baixo consumo agregado frente aos custos elevados.

No que diz respeito à diversificação e expansão da matriz energética, pouco se conhece sobre os resultados da aplicação da CDE, o que demonstra a necessidade de maior transparência na prestação de contas à sociedade.

O Gráfico 6 apresenta a aplicação dos recursos da CDE a partir de 2004, conforme indicado nas demonstrações financeiras da Eletrobrás a partir de 2004. Cabe observar que a partir de 2005 é destinada uma parcela dos recursos para geradores de usinas térmicas a carvão mineral nacional e uma maior parte de recursos para o programa de universalização. Em 2008, 34% dos recursos foram destinados à universalização, 47% para subsidiar os consumidores de baixa renda e 18% para cobertura dos custos do carvão.

Gráfico 6 – Histórico das Aplicações dos Recursos da CDE



Fonte: Relatórios de Administração da Eletrobrás

Adicionalmente, merece atenção o critério de cálculo dos valores anuais a serem destinados à CDE, o qual em sua origem inclui mecanismo que visa arrecadação crescente na proporção do aumento do mercado e do IPCA, sem que haja, em contrapartida, justificativa e planejamento da aplicação dos recursos. Nesse sentido, seria necessária uma reavaliação quanto à destinação dos valores da CDE, buscando maior eficiência nos programas alcançados até que fosse possível estancar a sistemática de arrecadação crescente.

Cabe destacar que com o término do principal programa de universalização do país (o Programa Luz para Todos), seria possível reduzir o encargo em aproximadamente 35%. Além de proporcionar uma redução do custo de energia para o consumidor, essa medida permitiria evitar o uso de recursos da CDE em benefício de outras atividades econômicas, como a do segmento do gás natural por intermédio da construção de gasodutos.

4 TFSEE

4.1 Origem e Finalidade

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, instituiu a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) com vistas a constituir a receita da Aneel para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. A TFSEE é fixada anualmente pela Aneel e recolhida mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O Decreto nº 2.410, de 1º de dezembro de 1997, dispõe sobre o cálculo, cobrança e recolhimento da TFSEE. De acordo com este Decreto, o valor anual da TFSEE a ser pago por cada agente deve ser equivalente a 0,5 % do valor do benefício econômico auferido com a prestação do serviço. Dessa forma, a TFSEE é um encargo setorial diferenciado em função da modalidade do serviço prestado e proporcional à receita líquida do agente.

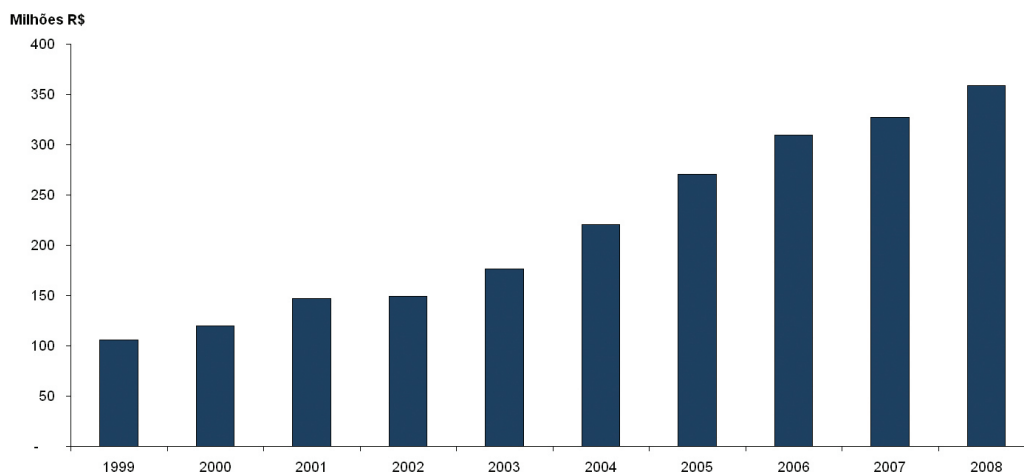
Cabe mencionar que as obrigações anuais referentes à TFSEE, embora tenham o valor calculado e publicado pela Aneel, têm recolhimento feito diretamente ao Tesouro Nacional.

Depois de estabelecido o orçamento anual da União, os recursos a serem destinados à Aneel são tratados em conjunto com outros recursos orçamentários destinados ao Ministério de Minas e Energia – MME. Desse modo, os recursos que serão efetivamente repassados à Agência para desempenho de suas atividades dependem, em última instância, da decisão do MME, cuja margem de manobra é estreita, já que o limite de gasto global do MME (incluindo a Aneel) é fixado pela Secretaria de Orçamento Federal, do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão.

4.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia

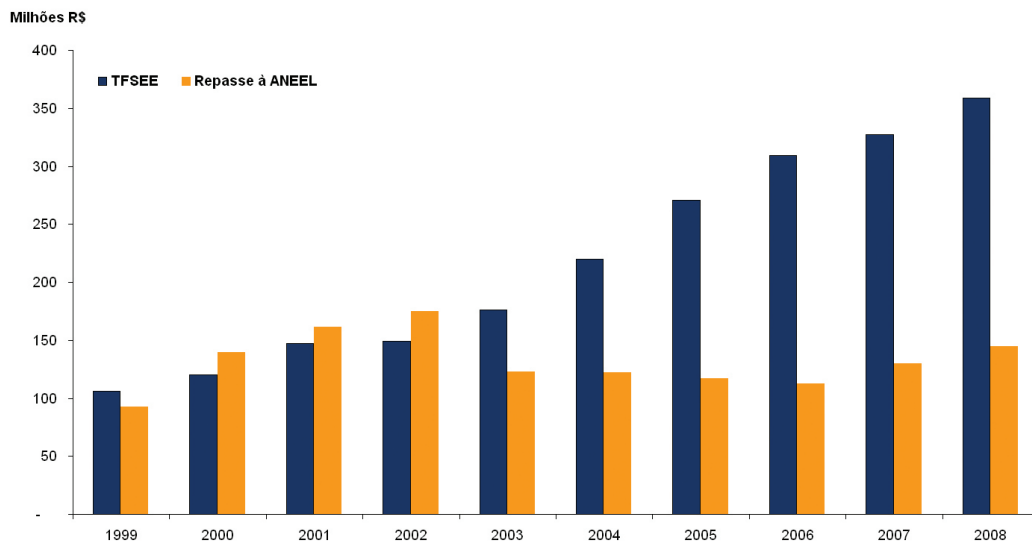
O Gráfico 7, a seguir, ilustra a evolução da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica, recolhida desde 1999.

Gráfico 7 – Evolução dos valores recolhidos referentes à TFSEE



Fonte: Aneel - Prestação de Contas Anual

Gráfico 8 – Evolução da TFSEE e dos recursos repassados à Aneel



Fonte: Aneel - Prestação de Contas Anual

Na Tabela 3, a seguir, é apresentada uma análise comparativa dos valores recolhidos a título de TFSEE e os valores efetivamente repassados à Aneel para desempenho de suas atividades. Observa-se um contingenciamento nos últimos quatro anos da ordem de 60% dos recursos recolhidos dos

consumidores. Isto mostra que se poderia reduzir perfeitamente este encargo para os atuais níveis de custos e despesas da agência, evitando dessa maneira que parte desses recursos fosse destinada a outras finalidades não condizentes com as determinadas pela lei.

Tabela 3 – Comparativo entre os valores arrecadados à título de TFSEE e repassados à Aneel

	Milhões R\$		
	TFSEE Arrecadada	Repassados à Aneel*	Diferenças
1999	106,23	92,77	-13%
2000	120,09	139,30	16%
2001	147,34	161,18	9%
2002	149,25	174,95	17%
2003	176,16	122,72	-30%
2004	220,24	122,14	-45%
2005	270,80	116,73	-57%
2006	309,30	112,82	-64%
2007	327,43	129,77	-60%
2008	358,80	144,50	-60%

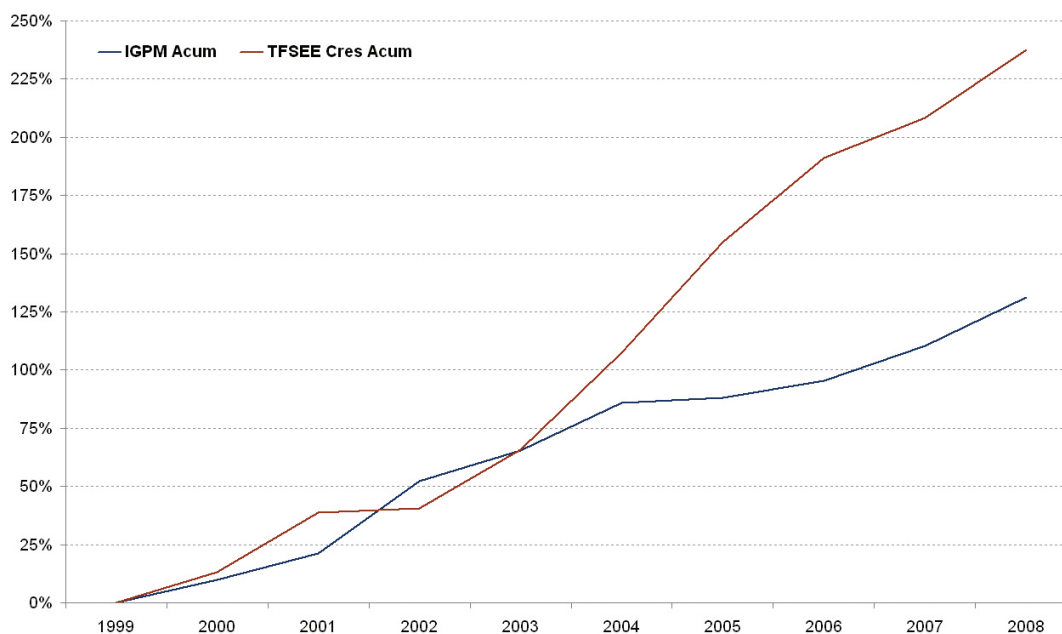
*Limite de empenho autorizado

Fonte: Aneel - Prestação de Contas Anual

O Gráfico 9, a seguir, ilustra a comparação, desde o ano de 1999, do aumento acumulado da TFSEE com o IGP-M acumulado para o mesmo período. Neste caso

o IGP-M configura-se como um índice que melhor reflete os efeitos da inflação no país.

Gráfico 9 – Evolução do Aumento Acumulado da TFSEE e do IGP-M



Fonte: Aneel

No que se refere ao impacto tarifário da TFSEE, há de se destacar que isoladamente os valores recolhidos são pouco expressivos frente aos demais encargos, como CCC, CDE e RGR. Estima-se que a TFSEE represente

aproximadamente 0,3% das tarifas, porém existem perdas para o consumidor associadas ao desvio da finalidade original desses recursos.

4.3 Críticas e Propostas

A TFSEE pode ser tomada como um exemplo negativo de gestão e planejamento de encargo setorial, haja vista que menos da metade dos valores recolhidos são aplicados conforme a finalidade estabelecida em sua origem. Embora os valores não sejam tão

representativos quando comparados com os demais encargos setoriais, a aplicação adequada da TFSEE é fundamental para a garantia do desenvolvimento do mercado de energia elétrica.

O fortalecimento do quadro técnico da Aneel e a ampliação das atividades de fiscalização permitem maior agilidade e transparência nas questões relativas aos cálculos tarifários, assim como devem proporcionar o desenvolvimento de regulação mais apropriada à realidade do setor elétrico brasileiro. Neste sentido, é evidente que a redução do orçamento destinado a Aneel é prejudicial aos consumidores e demais agentes do setor.

Contudo, há de se questionar também o critério de cálculo da TFSEE, que produz obrigações de recolhimento de até 60% acima do que a Agência tem utilizado atualmente, ou seja, caso todo o valor fosse repassado a Aneel, é provável que os recursos não fossem realizados, evidenciando a necessidade de mudança do critério de cálculo. Por essa razão é desejável que o critério para dimensionamento dos recursos da Aneel seja revisitado, bem como o destino dos valores arrecadados seja aquele estabelecido na lei que cria esse encargo.

5 P&D

5.1 Origem e Finalidade

O Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) foi criado pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e homologado pela Resolução nº 185, de 21 de maio de 2001 com o objetivo de incentivar a busca por inovações e fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico.

Desta forma, estabelece-se que as empresas concessionárias de geração (PIE, APE e Concessionários de Serviço Público de Geração), transmissão e distribuição são obrigadas a destinar, anualmente, um percentual mínimo de 1% de suas receitas líquidas operacionais a ser dividido entre:

- (I) projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D);
- (II) projetos de eficiência energética (EE);
- (III) o Fundo Nacional de Desenvolvimento da Ciência e Tecnologia;
- (IV) o Ministério de Minas e Energia.

Tabela 4 – Destinação dos Recursos do P&D

Segmentos	P&D	PEE	FNDCT	MME
Distribuição (até 2010)	20%	50%	20%	10%
Distribuição (após 2011)	30%	25%	30%	15%
Geração	40%	-	40%	20%
Transmissão	40%	-	40%	20%

Fonte: Aneel

Cabe observar que praticamente a metade dos recursos recolhidos tem como destino dois ministérios do governo. No caso dos recursos recolhidos ao MME, estes são utilizados no custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Já no caso do FNDCT, embora muito pouco se saiba como e onde estes recursos são aplicados, verifica-se que praticamente a metade destes recursos

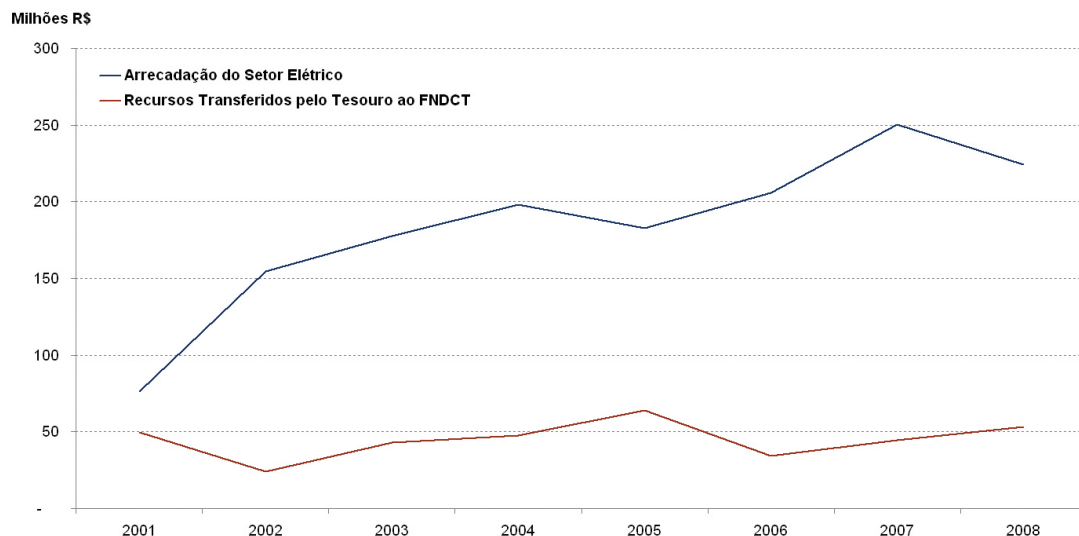
A recente MP nº 466/09 alterou a Lei nº 9.991 aumentando o percentual de recolhimento para 1.30% sobre a receita operacional líquida, com o objetivo de prover recursos para o ressarcimento aos estados e municípios dos sistemas isolados pela perda na arrecadação de ICMS incidente sobre o custo dos combustíveis fósseis a ser causada com a interligação destes sistemas. Este ressarcimento seria efetuado durante os doze meses seguintes à interligação.

Estão isentas dessa destinação as empresas que geram energia exclusivamente a partir de instalações eólicas, solares, de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada. A Tabela 4, a seguir, resume a destinação dos recursos excluídos àqueles destinados à cobertura do ICMS, conforme a norma vigente.

são constantemente contingenciados, ficando retidos no Tesouro Nacional sem o uso efetivo em atividades fins. Este contingenciamento não ocorre apenas com os recursos pagos pelos consumidores de energia. Na verdade verifica-se a retenção de grande parte dos valores destinados ao FNDCT também por outros setores econômicos. O gráfico 10, a seguir, apresenta a

evolução dos volumes arrecadados pelo setor elétrico para recolhimento ao FNDCT e os recursos efetivamente transferidos pelo Tesouro ao fundo. Observa-se um contingenciamento em média de 75% destes recursos.

Gráfico 10 – Análise dos Recursos Destinados ao FNDCT pelo Setor Elétrico



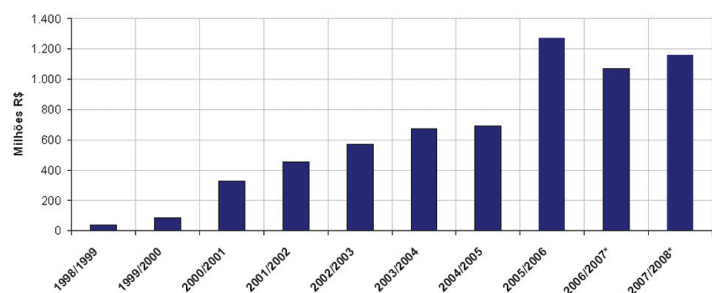
Fonte: Ministério de Ciência e Tecnologia - FNDCT - Arrecadação, Dotação Orçamentária e Execução

O percentual de aplicação e recolhimento do encargo dos recursos não estão sendo destinados a atividades P&D poderia ser visivelmente reduzido visto que parte previstas na legislação.

5.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia

O Gráfico 11, abaixo, ilustra a evolução estimada da arrecadação dos recursos desde o ciclo de investimento 1998/1999, com base nos recursos referentes aos projetos de P&D e na receita operacional líquida do setor elétrico.

Gráfico 11 – Valores Estimados para o Encargo P&D



*Previsão

Fonte: Aneel

5.3 Críticas e Propostas

- A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000 irrigou o setor de P&D com recursos além de sua capacidade de realização;
- O valor alocado ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), praticamente a metade do P&D do setor elétrico aliado aos recursos do setor de petróleo, dá ao MCT uma quantidade de recursos que têm se mostrado além da capacidade de gestão do Ministério;
- O que se tem verificado na prática é a retenção de recursos destinados a P&D transferidos ao Tesouro pela sua efetiva não utilização;
- Somente o P&D das concessionárias tem algum controle na sua aprovação e acompanhamento, ambos pela Aneel. Mesmo assim são verificados casos de repetição de trabalhos já realizados no passado.

6 PROINFA

6.1 Origem e Finalidade

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado pela Lei nº 10.438/02, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica. De modo geral o Programa visa aumentar a participação, no Sistema Interligado Nacional, da energia elétrica produzida por empreendimentos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa.

O programa, inicialmente, previa a contratação de instalações de produção com início de funcionamento em dezembro de 2006. Tal prazo foi prorrogado por duas vezes. O prazo atual para o início de funcionamento dos empreendimentos é dezembro de 2010, conforme estabelecido pela Lei nº 11.943/09.

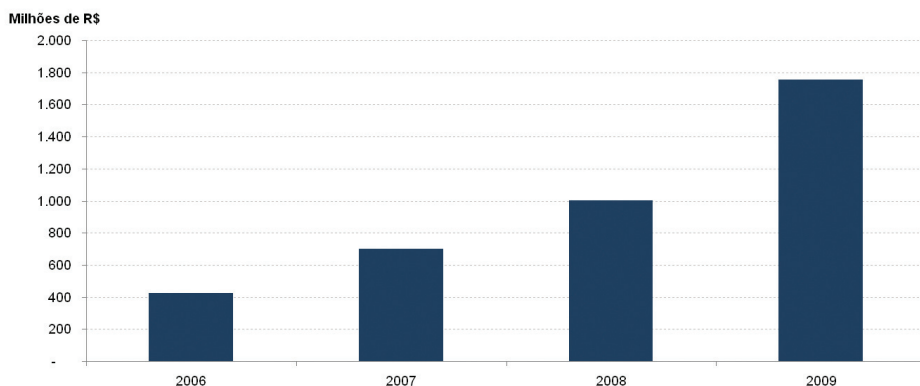
A Eletrobrás é a gestora do Programa e tem a responsabilidade de contratar a energia dos empreendimentos qualificados. Em contrapartida, os custos correspondentes são repartidos compulsoriamente entre os consumidores, e cobrados por meio das tarifas de transporte referentes às redes de distribuição e de transmissão. Estão isentos do pagamento deste encargo os consumidores dos Sistemas Isolados e a subclasse residencial de Baixa Renda, com consumo até 80 kWh/mês.

Um aspecto do Proinfa que merece destaque é o fato de que cada cota de custeio⁹ do Programa está associada a uma cota de energia produzida pelos empreendimentos contratados pela Eletrobrás. Este mecanismo permite que o encargo seja equiparado a uma compra de energia, que embora compulsória permite que seja quantificado o benefício para o consumidor.

6.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia

O Gráfico 12, abaixo, ilustra a evolução dos recursos recolhidos à Eletrobrás para custeio do Proinfa.

Gráfico 12 – Histórico das Cotas de Custeio do Proinfa¹



¹Valores com PIS/COFINS

Fonte: Resoluções Homologatórias da Aneel

⁹Os consumidores livres pagam as cotas de custeio diretamente nas Tarifas de Transporte (TUSD ou TUST) e em contrapartida tem uma quota de energia registrada em seu favor na CCEE.

Para 2009, a Eletrobrás apresentou no Plano Anual do Proinfa (PAP) um total de 3.030 MW de potência instalada associada a 140 usinas, cuja geração prevista correspondente é de 9.480.718 MWh (cerca de 1.080 MW med). Deste conjunto, 40 usinas eólicas e 21 usinas

PCHs ainda não haviam entrado em operação comercial até 30 de dezembro de 2008. A Tabela a seguir apresenta a participação de cada fonte na geração prevista para 2009 pela Eletrobrás.

Tabela 5 – Participação das Fontes de Geração no Proinfa

Fonte	Número de Usinas	MWh Estimado	Participação
PCH	61	5.962.109	63%
Eólica	51	2.228.335	24%
Biomassa	20	1.290.273	14%
Total	140	9.480.718	100%

Fonte: Aneel - Resolução Homologatória nº 772/09 - Nota Técnica SRE/Aneel nº 29/09

O valor de compra de energia de cada tecnologia foi definido pelo MME a partir de uma análise de viabilidade econômico-financeira para um projeto típico considerando um período de suprimento de vinte anos. Estes valores econômicos foram publicados na Portaria MME nº 45/2004 e vêm sendo corrigidos monetariamente pelo IGP-M.

Em 2009, o custo médio do programa apresentado pela Eletrobrás foi de 183,38 R\$/MWh (sem PIS/COFINS) e considerava praticamente a totalidade do programa

concluído (o programa detém 144 empreendimentos). Entretanto, como um conjunto destes projetos ainda não havia entrado em operação comercial, a Aneel decidiu por ajustar o custo do programa de maneira a repassar para o consumidor o montante de energia equivalente valorizado pelo preço no mercado de curto prazo. Esta medida reduziu o valor médio a ser pago pelo consumidor para 165,60 R\$/MWh (sem PIS/COFINS). A tabela a seguir mostra a abertura dos custos propostos pela Eletrobrás e os valores finais autorizados pela Aneel:

Tabela 6 – Custo da Energia do Proinfa

Fonte	Preço proposto pela Eletrobrás (R\$/MWh)	Preço autorizado pela Aneel (R\$/MWh)
PCH	161,15	157,97
Eólica	263,10	206,62
Biomassa	130,01	130,01
Custo Médio	183,38	165,60
Custos adicionais	2,50	2,50
Custo Total (sem PIS/COFINS)	185,88	168,10
Custo Total (com PIS/COFINS)	204,83	185,23

Fonte: Aneel - Resolução Homologatória nº 772/09 - Nota Técnica SRE/Aneel nº 29/09

Observa-se que com a entrada em operação dos 140 empreendimentos o custo médio da energia produzida pelo programa atingirá 205 R\$/MWh (a valores de 2009,

faltando corrigir monetariamente). Este valor é bastante elevado quando comparado aos preços médios de contratação nos últimos leilões de energia nova.

6.3 Críticas e Propostas

Após a implementação da primeira etapa, a lei prevê o início da segunda etapa do programa, visando o atendimento de 10% do consumo anual do país por fontes alternativas num prazo de 20 anos. Esta política de diversificação da matriz energética pode causar forte impacto na tarifa de energia do consumidor. Hoje, o programa participa com cerca de 2% de garantia física na matriz energética¹⁰, gerando um custo para o consumidor final de 4,88 R\$/MWh¹¹. Caso a segunda etapa do programa venha a ser implementada na mesma proporção de projetos da primeira etapa e com os mesmos valores econômicos atualmente vigentes, isso levaria a um aumento de cinco vezes o valor atual do encargo (chegando a quase 25 R\$/MWh).

É preciso que se repense essa estratégia, visto que existem hoje no setor, mecanismos que podem ser

utilizados pelo governo para viabilizar a contratação de energia de fontes alternativas. Pode-se citar o Leilão de Fontes Alternativas e o Leilão de Energia de Reserva. Como em todo processo licitatório, a competição entre os agentes permitiria reduzir o preço de venda da energia contribuindo para a modicidade tarifária. Não haveria, portanto, necessidade da continuidade de um programa para viabilizar a instalação desse tipo de geração.

Como alternativa, pode ser avaliado um mecanismo de certificados de energia verde, mais adequado às especificidades do mercado, onde consumidores que têm interesse em divulgar o seu compromisso com novas fontes renováveis, voluntariamente comprariam estes certificados que financiariam a expansão desses sistemas.

¹⁰Estimativa PSR
¹¹Com PIS/COFINS

7.1 Origem e Finalidade

O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o atendimento da carga. Tal custo é apurado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e é pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração que prestarem serviços não remunerados pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Até dezembro de 2007, o ESS dividia-se em Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e o Encargo de Serviços Ancilares. Este último inclui o cálculo do pagamento pelo uso de combustível gasto em reserva de prontidão, gasto com investimentos para prestação de serviços ancilares e custo de operação como compensador síncrono. Historicamente, a maior parte desse encargo diz respeito ao pagamento para geradores que receberam ordem de despacho do ONS, para atendimento a restrições de transmissão.

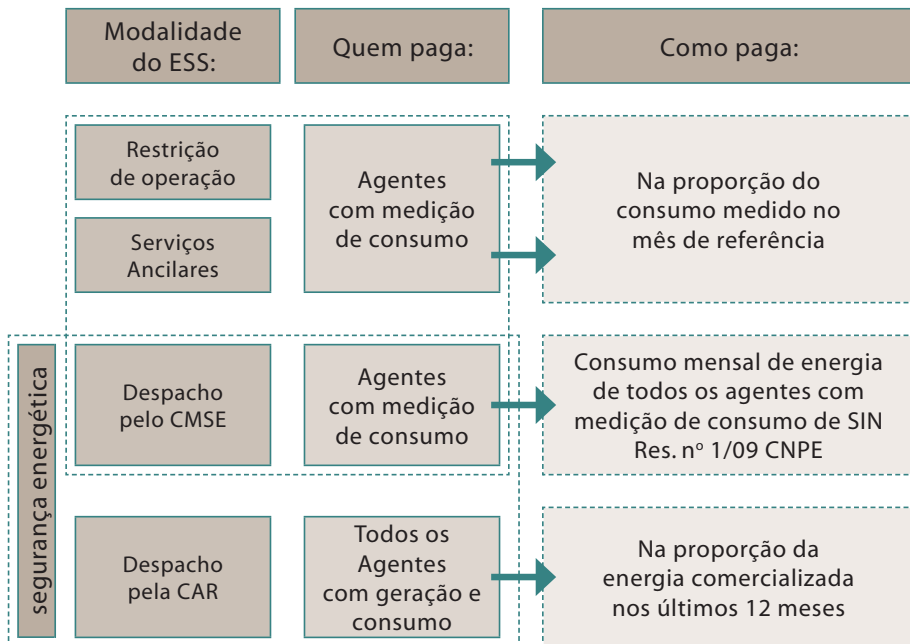
Mas este cenário teve uma mudança severa a partir de 24 de dezembro de 2007, quando o Conselho Nacional de Política Energética publicou a Resolução nº 08, na qual estabelece diretrizes para utilização da Curva de Aversão ao Risco (CAR) e dá permissão ao ONS a utilizar recursos energéticos fora da ordem de mérito, por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, com vistas à garantia de suprimento. A CAR é um mecanismo que estabelece o nível mínimo de armazenamento

dos reservatórios das hidrelétricas, necessário à produção de energia com segurança para o Sistema Interligado Nacional. O mecanismo funciona como um sinalizador de eventuais riscos de desabastecimento de energia provocados por alterações no volume de armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas.

Assim, com a publicação da Resolução CNPE nº 08/2007, passam a existir outras duas formas de ESS, ambas visando uma maior segurança energética: (I) quando se atinge o nível de segurança da CAR e faz-se necessário despacho de térmicas com preços superiores aos do PLD; e (II) quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE determina que sejam despachadas termelétricas fora da ordem do mérito econômico.

Em tese, o ESS deveria existir somente para cobrir despachos de urgência, não previstos na programação da operação e no cálculo do PLD correspondente. Nessa hipótese, o ESS deveria ocorrer apenas por eventuais e repentinas restrições nos sistemas, caracterizando-se assim como um custo de segurança elétrica. Contudo, o atual cenário desconfortável de oferta associado às imperfeições no modelo de precificação da energia de curto prazo ampliou o escopo do ESS, que passou a ser aplicado como veículo de arrecadação de recursos para cobrir custos inerentes a um maior grau de segurança energética. A Figura 2, a seguir, ilustra um panorama atual das modalidades do ESS.

Figura 2 – Modalidades do Encargo de Serviços do Sistema



Fonte: CCEE

Custo de Restrição de Operação

Devido à predominância hidráulica do parque gerador brasileiro, decidiu-se adotar o modelo de despacho centralizado (“tight pool”), em que o Operador Nacional do Sistema (ONS) decide o montante a ser despachado de cada usina integrante do sistema interligado, com base em um modelo de otimização do uso da água estocada nos reservatórios. Este modelo de otimização é o mesmo utilizado pela CCEE. Entretanto, na CCEE o modelo é executado sem considerar as restrições de transmissão internas aos submercados. No ONS estas restrições são consideradas para que o despacho atenda o mercado e assegure a estabilidade do sistema. Já na CCEE estas restrições são retiradas para que a energia que circula no

sistema seja tratada como se fosse igualmente disponível em todos os pontos do submercado, caracterizando um único produto e assim haverá somente um preço spot – PLD – para este submercado.

Portanto, o despacho econômico calculado pela CCEE tem foco distinto do despacho elétrico do ONS. Como ambos os despachos fornecem os montantes que cada usina deveria gerar em cada situação (com e sem restrições), é possível então que o despacho real das usinas seja diferente daquele previsto na CCEE, onde a energia é contabilizada. Assim, as diferenças não remuneradas ao PLD são pagas a estas usinas por intermédio do Encargo de Serviços do Sistema.

Os custos de restrições de operação correspondem ao ressarcimento para as unidades geradoras cuja produção tenha sido afetada por restrições de operação dentro de um submercado. A diferença entre a geração realizada / instruída pelo ONS e a geração prevista na programação sem restrições da CCEE pode resultar em duas situações possíveis:

- Produção verificada maior do que o despacho da CCEE - O caso típico é o de usinas térmicas fora da ordem de despacho da CCEE, que por serem mais caras deveriam permanecer desligadas ou gerarem somente seu nível de inflexibilidade. Devido às restrições de transmissão, e para obter o despacho que atende os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, o ONS determina que estas fontes de geração produzam acima do despacho da CCEE. Estas usinas estão em situação chamada constrained-on, e devem receber o ressarcimento dos custos incorridos no despacho determinado pelo ONS, considerando o preço declarado de seu combustível em R\$/MWh;
- Produção verificada menor do que o despacho da CCEE - Os mesmos motivos operacionais descritos anteriormente causam a situação oposta, ou seja, usinas que estavam na ordem de mérito de despacho da CCEE podem ser solicitadas a produzir menos do que o indicado, ou mesmo a permanecerem desligadas. Esta situação é chamada de constrained-off, e usinas assim enquadradas recebem, além dos custos relativos a sua geração verificada, valorada ao PLD, a diferença entre o PLD e sua oferta de preço equivalente ao MWh que deixa de produzir devido as restrições de operação.

Os custos totais decorrentes dessas restrições são determinados pela soma dos pagamentos às usinas constrained-on e constrained-off, e computados no cálculo mensal dos Encargos de Serviços do Sistema. As receitas advindas da sobra de Excedente Financeiro e da aplicação de algumas penalidades aos Agentes, serão deduzidas do valor de ESS a ser pago pelos agentes de consumo. Por essa razão muitas vezes o ESS calculado é diferente do ESS efetivamente pago.

Custo de Serviços Ancilares

Existem também alguns serviços que os geradores prestam ao sistema com a finalidade de garantir a operação de forma eficiente e dentro de níveis adequados de confiabilidade. De modo geral estes serviços, definidos como Serviços Ancilares, visam a integridade física da rede de transmissão por meio da correção de defeitos e prevenção de ocorrência de falhas possíveis em sistemas de potências. Um conjunto de procedimentos adotados pelos geradores se enquadra como Serviços Ancilares, dentre eles podem ser citados: (I) Controle Primário de Frequência e Reserva de Potência Primária; (II) Controle Secundário de Frequência e Reserva de Potência Secundária; (III) Reserva de Prontidão e a Capacidade de Auto-Restabelecimento das Unidades Geradoras (Black Start); e (IV) Fornecimento de energia reativa para controle de tensão por meio de unidades geradoras comutáveis para compensadores síncronos.

Evidentemente, há um custo associado a esses procedimentos, de modo que o ESS tem a finalidade de remunerar os agentes que prestam os Serviços Ancilares.

Diferentemente das demais modalidades do ESS, na regulamentação de origem estava previsto que além dos agentes geradores, as empresas de transmissão também estariam aptas para prestarem tais serviços, e, portanto aptas para receber por isso.

Sabe-se que ainda em 2002, quando a Aneel trabalhava na regulamentação dos Serviços Ancilares, o ONS defendeu que também agentes de distribuição eram potenciais prestadores deste tipo de serviço, como no gerenciamento voluntário de demanda, esquemas automáticos de alívio de carga e suporte de reativos. Mas, naquela oportunidade a Aneel não concordou com a posição do ONS, de forma que somente geradoras e transmissoras foram qualificadas para receber o ESS por serviços ancilares. Contudo, em 2008 a Aneel mudou seu entendimento sobre essa questão, motivada principalmente por um caso específico no Mato Grosso do Sul, onde a distribuidora local teria condições de equacionar um problema de atendimento na região por meio de Serviços Ancilares. Para tanto, seria necessário que a Agência mudasse a regulamentação. Assim, a partir de maio de 2008, a regulamentação passou a considerar que as concessionárias de distribuição também são elegíveis para prestar os Serviços Ancilares.

Custo de Segurança Energética

Conforme mencionado, esta modalidade do ESS foi criada recentemente, a partir da publicação da Resolução CNPE nº 08/2007. No caso do ESS associado ao despacho por decisão do CMSE, foi colocada em audiência pública pela Aneel a proposta metodológica sugerida pelo ONS

para a operacionalização do despacho fora da ordem. Em linhas gerais, a proposta estabelece níveis adicionais de segurança de maneira a garantir que, ao final de cada período seco, haja água suficiente nos reservatórios para atender a demanda no ano seguinte, mesmo que ocorra uma das piores secas observadas no histórico. A aprovação desta metodologia foi concluída com a publicação da Resolução nº 351/2009, que regulamentou o Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP) a ser observado pelo ONS durante a operação do sistema.

De forma semelhante ao ESS por Restrição de Operação do tipo constrained-on, nesse caso o ESS tem a finalidade de ressarcir as termelétricas, que a rigor deveriam permanecer desligadas ou gerarem somente seu nível de inflexibilidade por serem mais caras. No entanto, contrariando o resultado do modelo computacional de programação de despacho hidrotérmico, o CMSE pode decidir que há necessidade de despachar usinas térmicas que não haviam sido originalmente previstas, evitando em parte o uso da água dos reservatórios para o suprimento de energia. Outra situação que origina ESS corresponde ao cenário onde o ONS identifica que os reservatórios violaram o nível mínimo definido na CAR, e então o Operador decide também por despacho térmico, diferente do previsto.

Em ambas as situações, como as usinas despachadas têm custo superior ao PLD (que remunera a energia na contabilização mensal de curto prazo) existe a necessidade de ressarcir os geradores, de modo que o novo ESS por segurança energética tem esta finalidade.

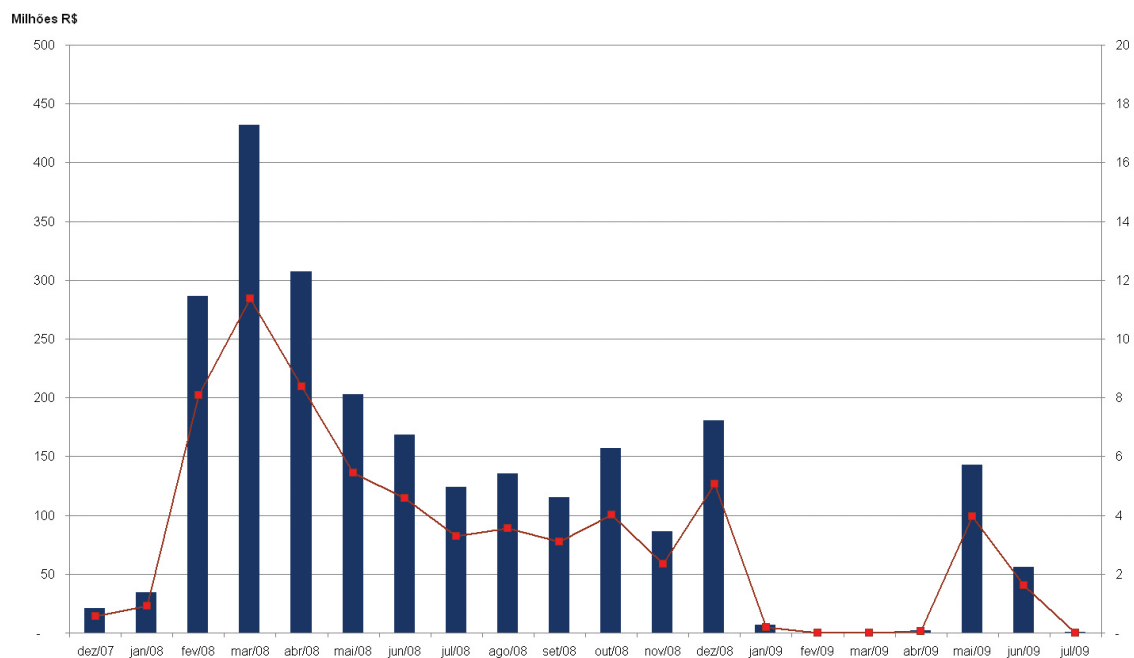
7.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia

Tabela 7 – Pagamentos por ESS – modalidade Restrição de Operação e Serviços Ancilares

Ano	ESS Total (R\$)	R\$/MWh Total
2000	135.441.915	1,48
2001	552.834.424	2,21
2002	200.277.391	0,65
2003	186.931.990	0,47
2004	136.065.104	0,37
2005	195.041.387	0,50
2006	206.984.685	0,65
2007	23.818.906	0,06
2008	89.090.685	0,20

Fonte: CCEE

Gráfico 13 – Evolução do ESS associado à segurança energética (POCP + CAR)



Fonte: CCEE

Os números apresentados acima permitem observar como o novo ESS por razão de segurança energética é elevado, quando comparado ao ESS convencional por

segurança elétrica. Somente no mês de março, o Encargo foi mais que o dobro do valor cobrado em todo o ano de 2006. Para os agentes que atuam no mercado livre a

previsibilidade necessária para um custo adicional dessa proporção foi prejudicada pela forma como se deu a criação do ESS por Segurança Energética.

Cabe destacar que existe um desconforto no que tange a legalidade da cobrança do novo ESS, em razão da redação do próprio Decreto nº 5.163/04. Adicionalmente, há questionamentos quanto à legalidade da cobrança do novo ESS, uma vez que o encargo foi apurado e contabilizado no período de 24 de dezembro de 2007 a 8 de abril de 2008, sem que existisse uma Regra de Comercialização instituída na CCEE e devidamente homologada pela Aneel.

Historicamente, essa não é a primeira vez que isto acontece. Em dezembro de 2006, as despesas relativas ao combustível utilizado em testes de disponibilidade de termelétricas a gás natural foram incluídas na contabilização da CCEE a título de ESS, sem que houvesse

qualquer previsão para tal tratamento nas Regras de Comercialização vigentes da época. Os valores neste caso totalizam R\$ 38,6 milhões de reais e só foram conhecidos pelos consumidores quando da divulgação dos resultados da contabilização.

Diferente dos demais encargos setoriais o ESS não foi criado com vistas à implementação de política de governo específica. De fato o encargo decorre da necessidade de remunerar os agentes de geração, transmissão e/ou distribuição pelos serviços prestados ao Sistema Interligado Nacional. Tendo em vista a característica de Regra de Comercialização da CCEE, os consumidores livres, na qualidade de agentes da categoria consumo, pagam diretamente na liquidação da CCEE as despesas referentes ao ESS apurado mensalmente. Os valores históricos, em R\$/MWh pagos por submercado estão apresentados na tabela abaixo:

Tabela 8 – Valores históricos de ESS – Restrição de Operação e Serviços Ancilares, em R\$/MWh, por submercado

Ano	SE	S	NE	N
2000	1,55	1,21	-	-
2001	2,42	1,47	-	-
2002	0,94	0,04	0,08	-
2003	-	-	-	-
2004	-	-	-	-
2005	-	-	-	-
2006	0,66	0,64	-	-
2007	0,02	0,24	-	-
2008	0,22	0,29	0,07	0,10

Fonte: CCEE

No que diz respeito aos consumidores cativos, o pagamento do ESS é feito mensalmente na contabilização da CCEE, pelas concessionárias de

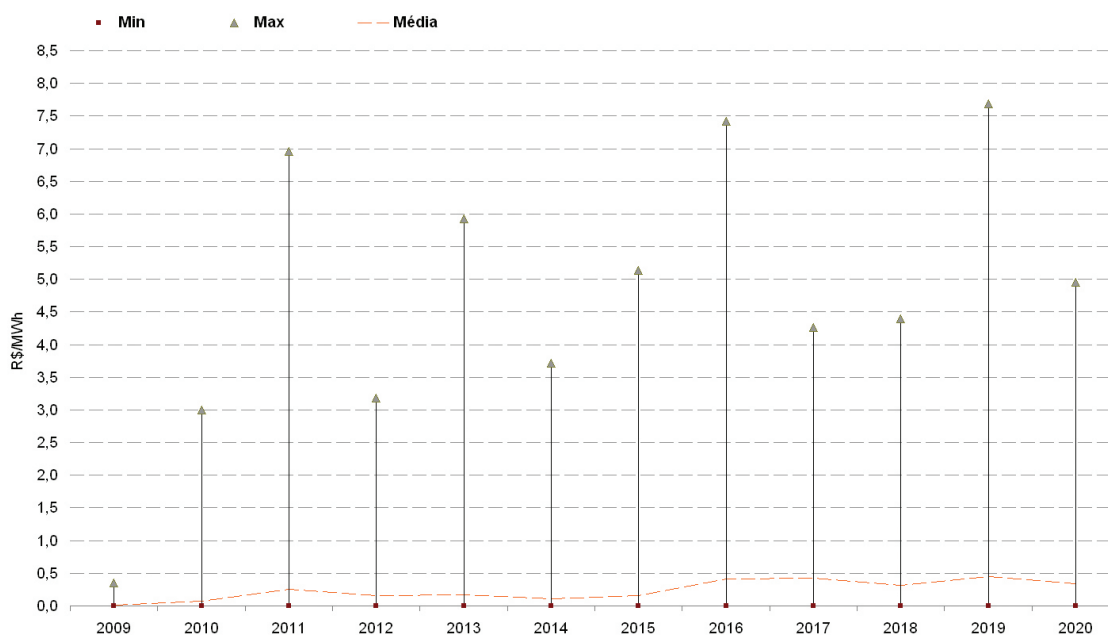
distribuição de energia elétrica. Os recursos para estes pagamentos são antecipados por meio das tarifas, que consideram uma previsão das despesas anuais com

o ESS. Quando a distribuidora passa por reajuste ou revisão tarifária os valores efetivamente pagos na CCEE são comparados aos que foram cobrados por meio das tarifas aplicadas, e a diferença é incluída¹² no cálculo das tarifas homologadas para o ano seguinte.

A evolução futura do custo do ESS associado à segurança energética dependerá de uma série de variáveis dentre as quais se destacam: os níveis de armazenamento dos reservatórios, o regime de

hidrologia, o cronograma de entrada em operação dos futuros geradores e as indisponibilidades dos equipamentos de geração e transmissão. As figuras a seguir apresentam uma projeção elaborada pela PSR para ESS considerando as atuais metodologias aprovadas para os procedimentos operativos. Para a realização desta projeção, foi utilizado um cenário de expansão de referência¹³ para o sistema elétrico brasileiro e 200 cenários plausíveis de afluências hidrológicas.

Gráfico 14 – Intervalo de confiança para o ESS (POCP+CAR)



Fonte: PSR

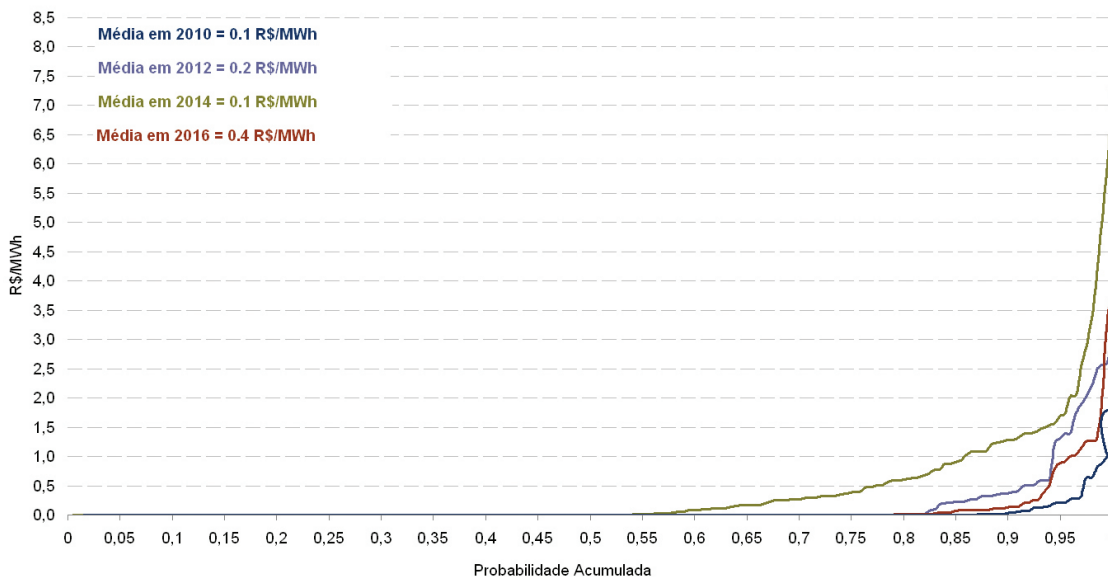
Verifica-se que embora o custo do ESS associado à segurança energética seja em média muito baixo, há cenários em que ele pode chegar à quase 8 R\$/MWh (verifica-se a ocorrência de um cenário em 2014 na

ordem de 7.5 R\$/MWh). A figura a seguir mostra a variabilidade do ESS por meio da distribuição de probabilidade de seus valores para os anos 2010, 2012, 2014 e 2016.

¹²Neste caso é utilizado o mecanismo da Conta de Compensação de Valores da Parcela A (CVA) para fins de apuração da diferença a ser incluída na tarifa homologada para o próximo ano. Tal mecanismo prevê a remuneração das diferenças apuradas à taxa Selic de todo o período.

¹³Foi utilizado o Cenário de Expansão de Referência elaborado pela PSR

Gráfico 15 – Distribuição de Probabilidade do Encargo de Serviço do Sistema (POCP+CAR)



Fonte: PSR

7.3 Críticas e Propostas

É natural que exista a cobrança referente aos geradores que prestam serviços ao SIN, contudo o volume de recursos com esta finalidade deve ser monitorado e avaliado junto ao planejamento da expansão das redes de transmissão. O valor dos encargos destinados a restrições de transmissão recorrentes pode eventualmente ser melhor empregado em investimentos na malha de transmissão, de modo a eliminar os problemas recorrentes e contribuindo para a redução do ESS.

No que se refere ao novo ESS por segurança energética, verifica-se que este representa uma forma de distribuir o custo decorrente da insuficiência de oferta no setor elétrico brasileiro. Geralmente, o custo de um serviço deve ser pago pelos agentes que se beneficiam do

mesmo. Contudo, esta lógica não foi aplicada na regra do novo encargo, onde os consumidores pagam todas as despesas, embora muitos geradores também sejam beneficiados pela maior segurança proporcionada ao SIN quando há despacho térmico determinado pelo CMSE. Exceto no caso do despacho decorrente de violação da CAR, onde os geradores também contribuem para o pagamento do ESS, o ônus das demais modalidades do ESS recai essencialmente sobre os consumidores. Outro aspecto que merece atenção diz respeito à transparência do cálculo do ESS mensal, haja vista ocorrência de cobranças de valores não regulamentados e não incluídos nas Regras de Comercialização da CCEE. Neste sentido, é evidente a necessidade de aprimorar os procedimentos de apuração e a auditoria dos valores do ESS.

8 CFURH

8.1 Origem e Finalidade

Este encargo foi criado pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 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.

Na esfera do Setor Elétrico, os concessionários e autorizados que possuam centrais hidrelétricas em operação comercial são obrigados ao pagamento mensal da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), que é calculado com base na geração mensal das centrais hidrelétricas. O valor da compensação é obtido aplicando-se a seguinte fórmula: $CF = GH \cdot TAR \cdot PERC$

Onde:

- CF = valor da compensação financeira a ser pago em um determinado mês;
- GH = energia elétrica gerada por uma central hidrelétrica em um determinado mês;
- TAR = valor da Tarifa Atualizada de Referência, no mês determinado;
- PERC = percentual correspondente à compensação financeira, estabelecido em lei.

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”. O seu valor é revisado a cada 4 anos, porém, com atualizações anuais baseadas em um indicador econômico-financeiro ajustado às especificidades dos serviços de energia elétrica e determinado pela Aneel. Atualmente a TAR está estabelecida em R\$ 62,33/MWh.

O percentual correspondente (PERC) foi estabelecido na Lei nº 7.990/89 em 6%, e posteriormente alterado para 6,75% com a Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000, que dentre outras providências, criou a Agência Nacional de Águas (ANA).

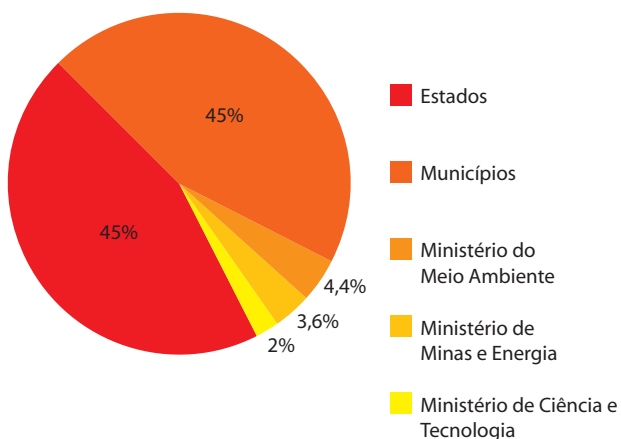
Com este novo percentual a distribuição dos recursos se dá conforme:

- * 6 % serão distribuídos entre os Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União;
- * 0,75 % serão 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.

Quando o aproveitamento do potencial hidráulico atingir mais de um estado ou município, a distribuição dos percentuais referidos será feita proporcionalmente, levando-se em consideração as áreas inundadas e outros parâmetros de interesse público regional ou local.

A parcela correspondente aos 6% da compensação financeira deve ser distribuída conforme ilustrado no Gráfico 16, a seguir:

Gráfico 16 – Custo de Distribuição dos valores da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos



A parcela correspondente aos 0,75 % da compensação financeira deve ser aplicada nos termos do art. 22 da Lei Nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997. Este artigo estabelece que os valores arrecadados com a cobrança pelo uso de recursos hídricos serão apli-

cados prioritariamente na bacia hidrográfica em que foram gerados.

Tem isenção do pagamento de compensação financeira a energia elétrica:

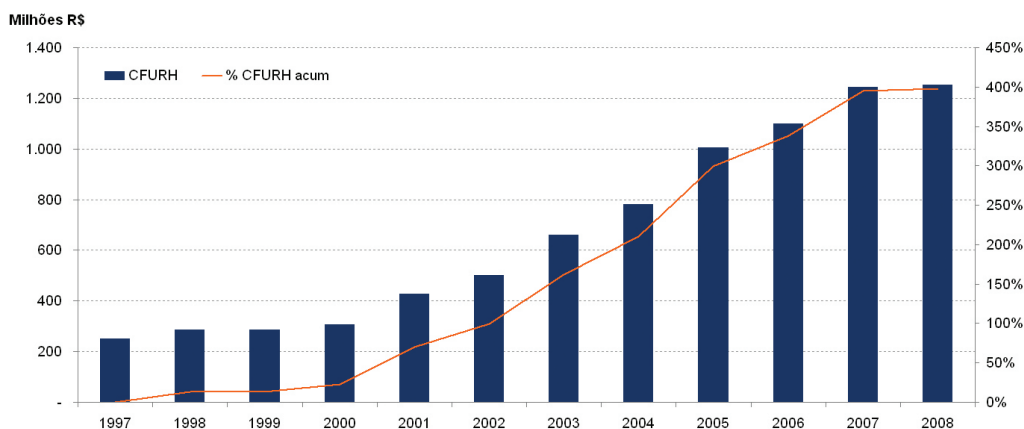
- Produzida pelas instalações geradoras com capacidade nominal igual ou inferior a 10 MW;
- Gerada e consumida para uso privativo de produtor (autoprodutor), no montante correspondente ao seu consumo próprio no processo de transformação industrial; quando suas instalações industriais estiverem em outro Estado da Federação, a compensação será devida ao Estado em que se localizarem as instalações de geração hidrelétrica;
- Gerada e consumida para uso privativo de produtor, quando a instalação consumidora se localizar no município afetado.

8.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia

O gráfico a seguir apresenta os recursos anuais recolhidos em função da CFURH desde 1997. Diante dos valores apresentados observa-se que este encargo

é um dos mais representativos, seguido apenas da CCC, CDE e RGR.

Gráfico 17 – Evolução dos Recolhimentos da CFURH¹



¹Não inclui Royalties de Itaipu

Fonte: Aneel

A Tabela 9, a seguir, apresenta os valores históricos das Tarifas Atualizadas de Referência (TAR) a partir de novembro de 1995 e também uma análise comparativa

do aumento acumulado desta tarifa com o aumento acumulado do IGP-M. O valor da TAR influencia diretamente os valores cobrados a título de CFURH.

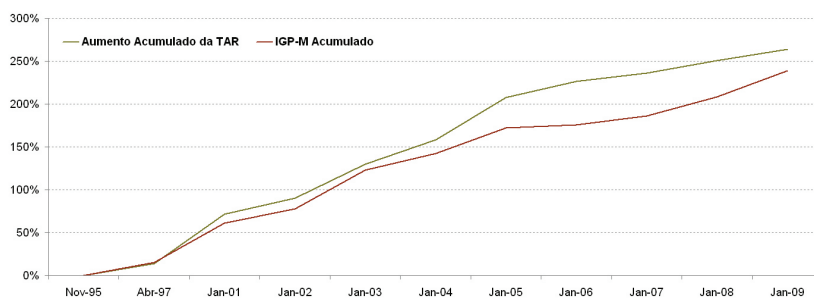
Tabela 9 – Valores Históricos das Tarifas Atualizadas de Referência

Ano	TAR (R\$/MWh)	Alíq.	Tarifa da CFURH	% TAR acum	% IGP-M
nov/95	17,13	6,00%	1,03	0%	0%
abr/97	19,53	6,00%	1,17	14%	15%
jan/01	29,40	6,75%	1,98	72%	61%
jan/02	32,58	6,75%	2,20	90%	78%
jan/03	39,43	6,75%	2,66	130%	123%
jan/04	44,20	6,75%	2,98	158%	142%
jan/05	52,67	6,75%	3,56	207%	172%
jan/06	55,94	6,75%	3,78	227%	176%
jan/07	57,63	6,75%	3,89	236%	186%
jan/08	60,04	6,75%	4,05	250%	208%
jan/09	62,33	6,75%	4,21	264%	239%

Fonte: Aneel

O gráfico 18, a seguir, ilustra o aumento acumulado pela TAR e pelo IGP-M de 1995 a 2007

Gráfico 18 – Evolução da TAR



Fonte: Resoluções Aneel

8.3 Críticas e Propostas

Com base nos gráficos apresentados anteriormente, verifica-se que a Tarifa de Atualização de Referência (TAR) vem sofrendo progressivos aumentos durante o período de análise, estando estes aumentos sempre acima dos índices de inflação registrados para o mesmo período, o que acarreta elevados reajustes da CFURH.

A TAR é entendida como o valor médio da energia hidrelétrica adquirida pelas concessionárias de serviço público de distribuição, destinada ao atendimento

de seus consumidores cativos. Portanto, a evolução acentuada no preço das tarifas, motivada também pelo aumento de encargos setoriais, tem o efeito de aumentar injustificadamente a TAR.

A quantificação dos valores a serem recolhidos deveria estar vinculada a uma análise da aplicação dos recursos arrecadados com a CFURH pelos Estados, Municípios e Órgãos da União. Neste aspecto a aplicação dos valores deveria ser divulgada com total transparência.

9.1 Origem e Finalidade

Em janeiro de 2008 foi publicado o Decreto nº 6.353/08, onde foi determinada a contratação de energia de reserva por meio de leilões a serem promovidos direta ou indiretamente pela Aneel. A finalidade da contratação é aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica.

Conforme as diretrizes estabelecidas pelo Governo, a energia de reserva será contratada pela CCEE em nome de todos os agentes de consumo, contudo, estes agentes não poderão registrar essa energia sob a forma de contratos para atender o consumo. Desse modo, a energia de reserva irá se configurar como um recurso adicional no sistema, mas sem compromisso de entrega

em contratos. Espera-se que este recurso adicional contribua para melhorar o cenário de oferta, reduzindo o PLD e também o ESS por segurança energética.

A energia produzida pelas usinas contratadas por meio dos leilões de reserva será liquidada no mercado de curto prazo, gerando assim uma receita que corresponderá ao valor do PLD para cada MWh produzido. Com essa receita, a CCEE irá ressarcir os produtores da energia de reserva, entretanto o PLD pode não ser suficiente para custear o valor mensal do contrato. Para suprir este déficit foi criado um novo Encargo Setorial, o Encargo de Energia de Reserva – EER, cuja arrecadação será realizada por todos os consumidores livres e cativos.

9.2 Valores Históricos e Impactos na Tarifa de Energia

O primeiro leilão de energia de reserva ocorreu dia 14 de agosto de 2008 e a licitação foi exclusiva para empreendimentos de biomassa de cana-de-açúcar. Foram contratados 548 MW médio de energia por 15 anos a um preço médio de 155,70 R\$/MWh, por meio de dois produtos com inícios de suprimento distintos. O primeiro produto, cujo volume total contratado foi de 35 MW med, oferecia contratos com entrega de energia em 2009. Já no segundo, foram contratados 513 MW med com início de entrega em 2010. A novidade deste leilão, em relação a todos os outros promovidos

(tanto de energia existente quanto de energia nova) foi a possibilidade de entrega da energia de forma fracionada, ou seja, “em escadinha”. Isto permitiu que novos empreendimentos ainda em fase de implantação pudessem participar do leilão. As usinas que negociaram nesse leilão ofereceram para o primeiro ano um volume mínimo de energia (não inferior a 30% do volume total vendido) com incrementos crescentes para os dois anos seguintes. A tabela a seguir, mostra a evolução prevista por região para a entrega da energia contratada no 1º Leilão de Energia de Reserva.

Tabela 10 – Energia Contratada no 1º Leilão de Energia de Reserva

MW med	2009	2010	2011	2012
Sudeste	23	321	406	524
Nordeste	-	7	18	24
Total	23	328	424	548

Fonte: CCEE

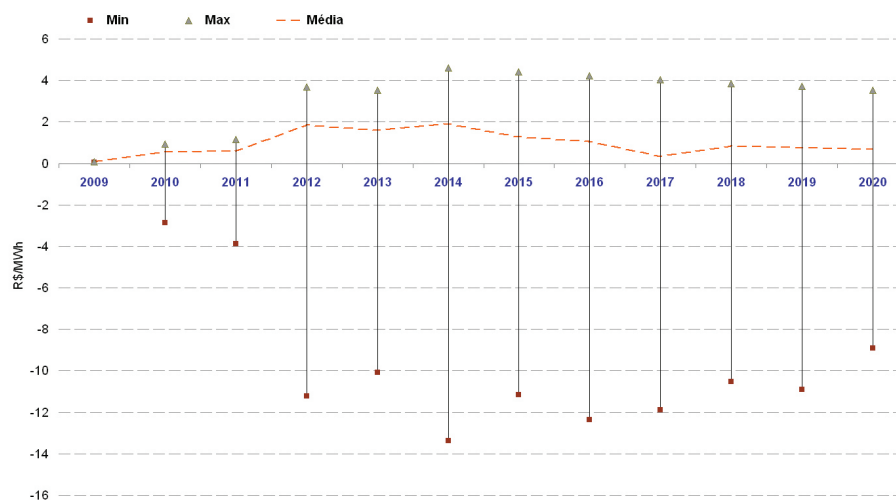
A liquidação desta energia no mercado de curto prazo teve início em junho de 2009. A receita auferida nos meses de junho e julho dividida pela energia produzida resultou em 31 R\$/MWh. A diferença entre este valor e o preço do contrato deverá ser paga pelos consumidores por meio do ERR. Conforme determinação da Aneel, o pagamento referente ao EER de 2009 foi realizado em uma única parcela em março deste ano. Foram recolhidos R\$ 31,7 milhões correspondente à soma de todos os pagamentos devidos aos geradores contratados com início de suprimento em 2009. A partir de 2010, o recolhimento deverá ser realizado mensalmente pelas distribuidoras e consumidores livres, e as diferenças deverão ser compensadas no ano seguinte.

Com a perspectiva de continuidade de PLDs baixos nos próximos anos, por conta da crise econômica que provocou redução no consumo e consequente sobra de oferta momentânea no sistema, o EER deverá permanecer elevado nos próximos anos. Uma contribuição para

esta elevação será o custo da energia a ser contratada no 2º Leilão de Energia de Reserva previsto para ocorrer no dia 25 de novembro de 2009. Este leilão contratará energia exclusivamente de empreendimentos eólicos, cujo preço da energia ainda é bastante elevado. A entrega da energia contratada está prevista para 2012.

Da mesma forma como o ESS, os gastos com o EER dependerão da evolução futura dos preços no mercado de curto prazo, que por sua vez são afetados por inúmeros fatores relativos à operação do sistema. Os gráficos 19 e 20, a seguir, apresentam uma projeção elaborada pela PSR para a evolução do EER. Além dos custos relativos à contratação do 1º Leilão de Energia de Reserva, foi considerada adicionalmente uma perspectiva de contratação de 800 MW med de energia eólica a um preço médio de 200 R\$/MWh. Para a realização desta simulação, foi utilizado um cenário de expansão de referência¹⁴ para o sistema elétrico brasileiro e 200 cenários plausíveis de afluições hidrológicas.

Gráfico 19 – Intervalo de Confiança do Encargo de Energia de Reserva



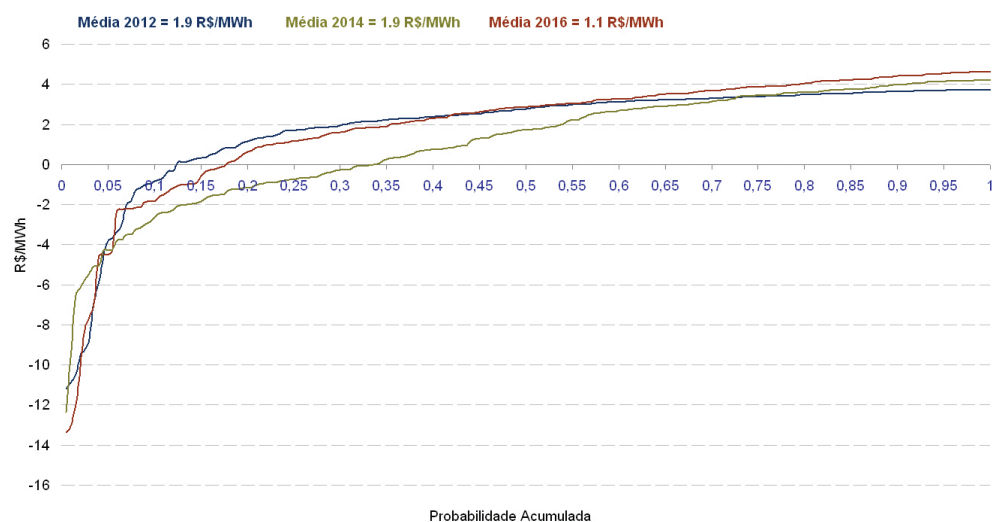
Fonte: PSR

¹⁴Foi utilizado o Cenário de Expansão de Referência elaborado pela PSR

Observa-se que os valores do EER podem variar de -13 R\$/MWh a 5 R\$/MWh. Esta variação está associada à variabilidade dos PLDs: baixos preços no mercado de curto prazo elevam o custo médio do EER, visto que a receita auferida pela liquidação

dessa energia não é suficiente para cobrir os custos fixos dos contratos, e vice-versa. O gráfico 20, a seguir, mostra a variabilidade do EER por meio da distribuição de probabilidade de seus valores para os anos 2012, 2014 e 2016.

Gráfico 20 – Distribuição de Probabilidade do Encargo de Energia de Reserva



Fonte: PSR

9.3 Críticas e Propostas

O objetivo principal da contratação de energia de reserva é o de aumentar a segurança no suprimento de energia elétrica no país. Esse tipo de contratação é bastante comum em países de base termelétrica, que necessitam de usinas de back-up para auxiliarem no atendimento de um eventual pico na demanda.

No Brasil, essas variações na demanda são comumente atendidas por meio das hidrelétricas, e assim deverá ainda permanecer durante algum tempo enquanto nosso sistema for predominantemente mais “hidro” que

“térmico”. Portanto, a contratação de energia de reserva não poderia ser justificada apenas para este propósito.

Existem dois objetivos subjacentes para a realização desta contratação. O primeiro está associado à criação de alguma medida que mitigue os efeitos de eventuais desequilíbrios entre oferta e demanda que possam ser ocasionados pela ineficiência das regras de contratação dos agentes consumidores ou por eventuais perdas de lastro no sistema (à exemplo do que ocorreu com as térmicas movidas à gás natural em 2007 e CIEN,

Uruguaiana e Itaipu em 2008). O segundo objetivo pode ser atribuído à necessidade de aumentar a oferta do sistema como forma de garantir o atendimento do novo critério de suprimento energético do país, alterado pelo CNPE por meio da Resolução nº 09/2008. Ambos os objetivos são importantes e válidos, embora no último caso o mecanismo tecnicamente mais condizente seja a revisão de todas as garantias físicas das usinas hidrelétricas existentes.

Entende-se como gerador de energia de reserva, todo aquele que pode ser acionado a qualquer tempo para o atendimento de uma eventual elevação momentânea da demanda. Em geral, as tecnologias utilizadas para geradores de reserva são as de carvão mineral, óleo combustível/diesel ou gás natural (desde que não exista obviamente risco no suprimento do combustível). No caso do Brasil, entretanto, parece

haver uma inversão na forma de contratação das tecnologias: o governo está contratando como energia de reserva, geradores que são naturalmente de “base” (pois produzem energia constantemente sempre que há disponibilidade de bagaço e vento), enquanto as distribuidoras estão contratando geradores que são naturalmente “de reserva”, como térmicas a óleo combustível/diesel (acionados somente em momentos de crise de suprimento por possuírem custos variáveis muito elevados).

A segunda crítica que se faz é quanto à inoportuna contratação adicional de energia de reserva num momento em que se verifica claramente uma sobreoferta de energia no sistema. Esta contratação acabará elevando ainda mais o custo de energia dos consumidores.

Expediente

Esta é uma publicação da ABRACE
– Associação Brasileira de Grandes
Consumidores Industriais de Energia
e de Consumidores Livres

Coordenação

Ricardo Lima
Presidente-executivo da ABRACE

Patrícia Arce
Diretora Técnico-regulatória da ABRACE

Execução

Aline Bagesteiro
Coordenadora Jurídica

André Luiz Preite Cruz
Especialista em Energia Elétrica

Fernando Camargo Umbria
Assessor da Diretoria

Designer Responsável

Karine Pacheco
Analista de Comunicação

Revisão

Tatiana Calhordo

Parceria



www.cni.org.br



Associação Brasileira de Grandes Consumidores
Industriais de Energia e de Consumidores Livres

Rua Gomes de Carvalho, 1510 - conj. 41 • 04547 005 - Vl. Olímpia • São Paulo - SP
SHS | Quadra 6 | Ed. Business Center Park (Brasil XXI) | Conjunto A | Bloco E | Sala 808 • 70322 915 - Brasília - DF
tel.: (11) 2139 7550 | (61) 3323 8305 • fax: (11) 2139 7551 • abrace@abrace.org.br • www.abrace.org.br