

RELATÓRIO E VOTO

PROCESSO: 48500.004247/2009-37.

INTERESSADO: Agentes do Setor e Consumidores.

RELATOR: Diretor Edvaldo Alves de Santana.

RESPONSÁVEL: Superintendência de Regulação Econômica – SRE e Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD.

ASSUNTO: Alteração metodológica da Estrutura Tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, que compõe o Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

I - RELATÓRIO

Em 9/12/2008, na Reunião Administrativa de Diretoria, foi aprovado cronograma de estudo a ser desenvolvido pela Superintendência de Regulação Econômica – SRE e pela Superintendência Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, dando origem ao Projeto de Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária. Esse projeto resultou em três Audiências para o Público Interno da ANEEL e três Consultas Públicas, as quais receberam contribuições das outras Superintendências e da sociedade sobre os temas listados abaixo.

Tabela 1 – Audiências Internas e Consultas Públicas Realizadas

Audiência Interna	Consulta Pública	Tema	Nota Técnica
API n. 002/2009	CP nº 56/2009	Componentes Tarifários e Fator de Perdas	271/2009-SRE-SRD/ANEEL (fls. 05/43)
API n. 001/2010	CP nº 11/2010	Sinais Tarifários para Alta e Baixa Tensão	219/2010-SRE-SRD/ANEEL (fls. 158/206).
API n. 002/2010	CP nº 12/2010	Uso da Rede pela Carga	039/2010-SRD/ANEEL (fls. 439/450) 041/2010-SRD/ANEEL (fls. 454/523)

2. Em paralelo, devido à relevância do tema, esta Agência propôs como Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D o tema “*Metodologia para Estabelecimento de Estrutura Tarifária para o Serviço de Distribuição de Energia Elétrica*”, de que trata a Chamada n. 008/2008, de outubro de 2008.

3. Nos dias 17 e 18/7/2009 a ANEEL promoveu o Seminário Internacional de Estrutura Tarifária. O objetivo do evento foi debater a formação da estrutura das tarifas a serem aplicadas ao setor de distribuição de energia elétrica, observando a experiência internacional.

4. Em 14/12/2010, a Diretoria aprovou a instauração de Audiência Pública (AP nº 120/2010). Para isso, a SRE e a SRD emitiram seis Notas Técnicas, com os assuntos apresentados abaixo, que foram submetidas à análise no período de contribuições entre os dias 17/12/2010 a 18/3/2011.

Tabela 2 – Embasamento Técnico da Nova Estrutura Tarifária

Nota Técnica	Assunto	Tema
Nº 360/2010-SRE-SRD/ANEEL, de 06/12/2010 (fls. 700/761)	Proposta Geral do Projeto	Premissas do Estudo e Resumo da Proposta
Nº 126/2010-SRD-SRE/ANEEL, de 25/11/2010 (fls. 597/696)	Estrutura Vertical	Custo Marginal de Expansão; Proporção de fluxo; Fator de perdas.
Nº 361/2010-SRE-SRD/ANEEL, de 06/12/2010 (fls. 762/793)	Modalidades e Postos Tarifários	Modalidades Tarifárias; Relação Ponta/Fora Ponta para AT; Ajustamento nos níveis tarifários do subgrupo “B”; Tarifação para o sistema subterrâneo.
Nº 362/2010-SRE-SRD/ANEEL, de 06/12/2010 (fls. 704/830)	Sinal Econômico para consumidores da Baixa Tensão	Experiência Internacional; Caracterização do Mercado de BT; Proposição de Sinal Tarifário para BT.
Nº 363/2010-SRE/ANEEL, de 06/12/2010 (fls. 831/862)	Sinal Econômico na Tarifa de Energia	Sinal Horossazonal Atual; Caracterização do Mercado; Proposta de Adequação do Sinal Tarifário Frente ao Atual Modelo Regulatório.
Nº 364/2010-SRE-SRD/ANEEL, de 06/12/2010 (fls. 863/937)	Construção das Tarifas de Aplicação e Planilha de Cálculo	Crítérios de Rateio e Alocação dos Componentes de Custo; Tarifa de Aplicação ao Consumidor Final; Planilha de Cálculo.

5. Em 16/3/2011 foi realizada a sessão presencial da AP, com 44 participantes e 20 expositores de variados segmentos da sociedade: Consumidores, Associações, Distribuidoras, Consultorias e Instituições de Ensino. Foram encaminhadas contribuições de 42 agentes.

6. A Nota Técnica nº 311/SRE-SRD/ANEEL apresenta a consolidação dos aprimoramentos da metodologia em questão, e a Nota Técnica nº 210/SRE-SRD/ANEEL traz o relatório de análise de contribuições.

II. FUNDAMENTAÇÃO

7. Pode-se conceituar a Estrutura Tarifária como a diferença das tarifas de energia elétrica – por hora, por nível de tensão e por localização – usadas para faturamento do transporte e consumo de energia das unidades consumidoras e demais usuários de rede de energia elétrica, classificados em (sub)grupos tarifários, por meio de diferentes modalidades tarifárias.

8. A Estrutura de Tarifas em vigor foi construída com base na situação do setor elétrico vigente nos anos 80. Desde a elaboração dos primeiros estudos na década de 80, o setor elétrico brasileiro passou por alterações significativas, como a desverticalização, o livre acesso às redes, a criação do mercado, a desqualificação das tarifas etc.

9. Nesse sentido, com o objetivo de aprimorar a Estrutura Tarifária em vigor, foi iniciada uma série de estudos que culminou na instauração da Audiência Pública nº 120/2010. Portanto, a partir de agora passo a apresentar o resumo da nova metodologia da Estrutura Tarifária a ser aplicada ao Setor de Distribuição. Ressalta-se que a metodologia geral de Estrutura Tarifária faz parte do módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

II.1. Tarifas de referência

10. As tarifas de referência são responsáveis pela determinação das relatividades entre subgrupos e modalidades tarifárias para cada um dos componentes de custo, conforme critérios de rateio e de aplicação. De forma simples, são responsáveis pela forma de rateio dos componentes de custo. A seguir elencam-se as principais alterações a respeito de Tarifas de Referência.

a) Fio B

11. A definição das tarifas de referência para a componente **TUSD Fio B** é baseada no Custo Marginal de Capacidade, que resulta no que denominamos Estrutura Vertical (a proporção relativa entre os níveis de tensão no rateio dos custos de Parcela B).

12. As principais alterações a respeito da tarifa de referência **Fio B** foram a adoção do custo médio como proxy do custo marginal de expansão, a padronização do diagrama unifilar de proporção de fluxo, adoção do fator de perdas de potência, a nova forma de rateio dos custos comerciais, a aglutinação dos subgrupos A3a e A4 e uso do custo marginal de capacidade do BT no cálculo da tarifa para o subgrupo AS.

b) Fio A

13. As Tarifas de Referência **TUSD FIO A** determinam a relação entre as tarifas dos níveis de tensão para recuperação dos custos incorridos com o uso de ativos de propriedade de terceiros: rede básica, rede básica fronteira, rede de outra distribuidora e conexão às instalações de transmissão.

14. Atualmente, os custos de Fio A são rateados na forma de selo, ou seja, um mesmo valor para todos os níveis de tensão. Porém, é importante levar em consideração a responsabilidade dos usuários na formação dos custos, guardando similaridade com a forma de utilização dos ativos pelos consumidores. Sendo assim, será utilizado a partir de agora o fator de perdas de potência e proporção de fluxo na construção das tarifas, o que responsabilizará de forma diferenciada os níveis de tensão.

c) Perdas técnicas

15. As perdas técnicas atualmente são rateadas conforme o custo marginal e cobradas na demanda (R\$/kW). Porém, entende-se que a forma de cobrança das perdas técnicas deve ser a mesma que energia comprada, ou seja, em R\$/MWh. Sendo assim, é necessária a aplicação de um fator de perdas de energia, de forma a alocar as perdas técnicas entre os agrupamentos, de acordo com a contribuição de cada agrupamento nessas perdas.

d) Encargos

16. Os custos relacionados a encargos devem ser cobrados por meio de tarifas idênticas entre os consumidores, pois a forma de cálculo do montante desses custos não guarda relação com o uso da rede. Assim, o rateio dos encargos RGR, P&D, TFSEE, ONS, CCC, CDE e PROINFA será na forma de selo em R\$/MWh.

II.2. Modalidade Tarifárias

17. Atualmente são adotadas no Brasil três modalidades de tarifas aplicadas ao grupo tarifário A: tarifa horossazonal azul, tarifa horossazonal verde e tarifa convencional, sendo esta última sem sinal horário

ou sazonal. A diferença decorre do fato de os custos relativos às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD não serem inteiramente cobrados em R\$/kW, sendo todo ou parte desses custos transferidos para R\$/MWh. Para isso utiliza-se como parâmetro de conversão o Fator de Carga de 66% no horário da ponta.

18. Após as análises recebidas na AP 120, será mantido o ponto de cruzamento das retas tarifárias azul e verde em 66%. Porém, esse parâmetro será flexibilizado, de forma que as empresas poderão propor o FC ideal para seu sistema - aquele que minimiza a necessidade de expansão da rede - no momento de realização da revisão tarifária.

II.2.1 Modalidade Tarifária Verde para o Ambiente de Contratação Livre

19. A tarifa de uso para consumidores livres, atualmente, tem o mesmo sinal que a tarifa horossazonal azul, com a cobrança dos custos associados aos horários de ponta e fora de ponta apenas em R\$/kW, sem a transferência do sinal tarifário de ponta para o consumo de ponta em R\$/MWh.

20. Será criada uma nova tarifa de uso para consumidores livres, com a mesma estrutura da TUSD horossazonal Verde. O objetivo é dar um tratamento isonômico para os consumidores que migrem para o ambiente livre e que apresentem perfis de carga diferentes, a fim de evitar acréscimo de pagamento para o consumidor cativo atendido na modalidade verde que opte por essa migração.

II.2.2 Modalidade Tarifária Convencional

21. A tarifa convencional de alta tensão é caracterizada pela cobrança de uma tarifa única de demanda, em R\$/kW, e de uma tarifa de consumo, em R\$/MWh, e pode ser aplicada a consumidores dos níveis de tensão A3a e A4 com demanda contratada mensal inferior a 300 kW.

22. Será alterado, em um primeiro momento, o limite de enquadramento compulsório para a tarifa horossazonal de 300 kW para 150 kW, com prazo de 12 meses para migração, o que possibilita a adequação dos contratos vigentes. Posteriormente, no próximo ciclo tarifário, quarto ciclo de RTP, será extinta a modalidade convencional. Tal condição garante a previsibilidade para o mercado se adequar, permitindo a migração gradual para a modalidade horossazonal.

II.2.3 Modalidades Tarifárias para o Sistema Isolado

23. Será aplicada a mesma regra da tarifa convencional do sistema interligado e será estendida a aplicação das modalidades tarifárias TUSD verde e TUSD azul para o sistema isolado.

II.2.4 Modalidades Tarifárias para Distribuidoras

24. Será aplicada a tarifa azul, como ocorre atualmente. A novidade é a cobrança das perdas técnicas em R\$/MWh. Ademais, não serão mais cobradas as componentes RGR e P&D, pois se entende que a distribuidora suprida já possui cotas próprias desses encargos cobrados de seus consumidores.

II.2.5 Modalidades Tarifárias para Geradores

25. Para as centrais geradoras pertencentes ao subgrupo tarifário A2, essa tarifa é locacional específica para cada central geradora, definida segundo os critérios da REN nº 349/2009. Para os demais subgrupos tarifários, diante da ausência de metodologia específica, adota-se atualmente o critério da menor tarifa apurada para o segmento consumo. Assim, considerando que as modificações poderão provocar

impactos significativos nos custos dos usuários geradores, a TUSDg para os subgrupos A3, A3a, A4 e B será definida com base na tarifa definida no último processo de reajuste tarifário da distribuidora, anualmente atualizada pelo IGP-M¹, até que seja aprovada uma metodologia específica de cálculo da TUSDg para esses subgrupos tarifários.

II.2.6 Modalidade Tarifária Branca

26. Atualmente, os consumidores de Baixa Tensão possuem somente uma alternativa de tarifa: a tarifa convencional, sem diferença de preço ao longo do dia. Com o objetivo de possibilitar gerenciamento do consumo por parte do consumidor e otimizar o uso da rede de distribuição, cria-se a modalidade tarifária branca: tarifa monômnia em R\$/MWh com três postos tarifários: ponta, fora da ponta e intermediário. Relação de 5 entre P/FP e de 3 para Intermediário/FP (somente na TUSD); 3 horas para ponta e 1 hora para o horário intermediário imediatamente anterior e posterior ao horário de ponta.

27. As relações citadas entre períodos de ponta/fora ponta/intermediário, assim como a duração do posto intermediário, podem ser flexibilizadas pela distribuidora, desde que devidamente discutidas com a sociedade em audiência pública de cada processo de revisão tarifária periódica, e estará sujeita à aprovação da ANEEL.

28. A nova modalidade torna-se vantajosa para consumidores com flexibilidade para alterar seus hábitos de consumo durante os horários de maior carregamento do sistema elétrico, apresentando redução em suas faturas. A modalidade tarifária branca terá caráter **opcional** para todo o grupo B, exceto Iluminação Pública (sem resposta a sinal de preço) e mercado de Baixa Renda (consumo essencial e baixa capacidade de modulação). Eventuais restrições quanto à discriminação tarifária serão definidas quando do plano de substituição de medidores, objeto da Audiência Pública nº 043/2010. Assim, os consumidores que utilizam mais racionalmente o sistema elétrico (usam menos energia no horário de maior solicitação) perceberão diminuição no seu custo com energia elétrica. Ressalta-se que não haverá majoração de custos para aqueles que a tarifa branca não é vantajosa, haja vista que continuarão na modalidade convencional.

II.3 Relação Ponta Fora de Ponta

29. A relação ponta/fora de ponta – RFPF expressa a diferença entre a tarifa do posto tarifário ponta e a tarifa do período complementar ao dia, posto tarifário fora de ponta. Ocorre que a Resolução ANEEL nº 166/2005 determinou que cada componente da TUSD fosse calculada segundo um critério particular de rateio. A alteração da forma de cálculo por componente tarifário manteve as RFPF somente para as componentes rateadas pelos custos marginais. Isso levou a um incremento do sinal de ponta, principalmente com a forma de incidência do custo de rede básica e fronteira que se dava apenas no posto ponta. Ao longo do tempo este incremento contribuiu para alguns incentivos, tais como:

- a. Oferta de energia interruptível;
- b. Migração de unidades consumidoras conectadas em alta tensão para a Rede Básica;
- c. Uso de geradores diesel no horário de ponta.

30. Portanto, propõem-se estender a aplicação das RFPF à TUSD TRANSPORTE (Fio A + Fio B) - tarifas finais -, de modo a garantir maior estabilidade e previsibilidade ao longo do ciclo tarifário, conforme tabela abaixo:

¹ IGP-M – Índice Geral de Preços de Mercado da Fundação Getúlio Vargas – FGV.

Subgrupo Tarifário	RFPF
A2	4,35
A3	3,65
A3a/A4	3,00
BT	5,00

31. Apesar dessa definição da relação RFPF de referência, será facultada a distribuidora a proposição de estudos que indiquem as relações mais adequadas às características de sua área de concessão.

II.4 Estrutura Tarifária da Baixa Tensão

32. Atualmente o faturamento das unidades consumidoras atendidas em baixa tensão é diferenciado de acordo com os subgrupos tarifários, classes e subclasses: B1 Residencial e Residencial Baixa Renda; B2 Rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação; B3 Demais Classes; B4 Iluminação Pública; e AS subterrâneo.

33. A princípio, ao considerar a solução teórica ótima, todas as tarifas aplicadas ao consumidor final deveriam ser obtidas por meio do custo marginal que este imputa à rede. Todavia, na definição das tarifas devem ser observados outros aspectos, de diversas naturezas.

34. Os agrupamentos B2 rural, B3 demais classes e B4 iluminação pública terão suas estruturas tarifárias adequadas da seguinte forma:

- a) Primeiramente homogeneizar a relatividade entre os subgrupos tarifários da baixa tensão para todas as concessionárias, respeitando as diferenças tarifárias entre as áreas de concessão. Essa etapa será cumprida ao longo do 3º ciclo tarifário e consistirá em convergir o desvio tarifário das subclasses da baixa tensão em relação à tarifa de referência para os valores da tabela abaixo:

	B2 - Rural	B2 - Coop	B2 - Sv Púb. Irr.	B3 - Demais Clas	B4 - Rede Dis.	B4 - Bulbo
média	39%	56%	45%	40%	51%	46%
mediana	39%	55%	44%	3%	50%	45%
mín.	31%	49%	39%	-7%	45%	40%
máx.	48%	67%	52%	16%	57%	53%
Meta	30%	50%	40%	0%	45%	40%

- b) A segunda etapa será o cálculo do custo marginal de capacidade de cada subclasse da baixa tensão. Essa etapa será realizada durante o 3º ciclo de RTP e a factibilidade de aplicação ocorrerá quando da apresentação da metodologia do 4º ciclo de RTP.

35. A fim de atender aos princípios de modicidade e estabilidade tarifária, em cada processo tarifário deve ser avaliado o grau de convergência tarifária a ser aplicado nas subclasses da baixa tensão, alterando, caso a caso e quando necessário, os fatores dispostos na Tabela acima.

II.5 Bandeiras Tarifárias e Sinal Horário na TE

36. Atualmente os consumidores cativos da Alta Tensão, que estão na modalidade azul e verde, possuem sinal sazonal e horário na Tarifa de Energia, sendo 12% maior no período seco – que vai de maio até novembro – e de 72% mais elevado no horário de ponta em relação ao fora da ponta.

37. Sabe-se, porém, que no mercado cativo há um atraso no momento de repasse do custo de compra de energia. O exemplo clássico foi o que ocorreu no ano de 2008. Na ocasião, em virtude do atraso do período úmido e das poucas chuvas ocorridas no fim de 2007, o valor do PLD atingiu R\$ 150,00/MWh em setembro e terminou o ano em pouco mais de R\$ 200,00/MWh (para valores do PLD do submercado SE/CO). Em janeiro de 2008 esse valor já ultrapassava a cifra dos R\$ 500,00/MWh. Ao mesmo tempo, o CMSE autorizou o despacho de térmicas fora da ordem de mérito, que resultou no ESS_SE da ordem de 2,3 bilhões naquele ano, mas o mercado cativo só percebeu esse custo no ano seguinte – que contribuiu com cerca de quatro pontos percentuais no aumento das tarifas.

38. Nesse sentido, o objetivo das bandeiras tarifárias é sinalizar ao consumidor o atual custo de compra de energia, cujo acionamento (das bandeiras) dependerá do intervalo de valores do PLD e do ESS_SE e se dará da seguinte forma:

- a) Bandeira Tarifária Verde: corresponderá à tarifa de energia de equilíbrio econômico financeiro e será caracterizada pela: (i) incidência do Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética – ESS_SE médio, obtido com base nos histórico dos meses em que CMO e ESS_SE for inferior ao valor de R\$ 100,00/MWh; e (ii) incidência do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD médio, obtido com base nos histórico dos meses em que a soma de CMO e ESS_SE for inferior ao valor de R\$ 100,00/MWh. Sua aplicação se dará para intervalos de valores de PLD e ESS_SE de até R\$ 100,00/MWh..
- b) Bandeira Tarifária Amarela: caracterizada pela incidência de R\$ 15,00/MWh sobre a bandeira tarifária verde. Seu acionamento se dará para intervalos de valores de PLD e ESS_SE entre 100,00 R\$/MWh e 200,00 R\$/MWh.
- c) Bandeira Tarifária Vermelha: caracterizada pela incidência de R\$ 30,00/MWh sobre a bandeira tarifária verde. Seu acionamento se dará quando a soma do PLD e ESS_SE ultrapassar R\$ 200,00/MWh.

39. A regra geral descrita acima poderá ser ajustada nos reajustes/revisões, conforme participação dos contratos de disponibilidade no mix da concessionária de distribuição, buscando minimizar possíveis diferenças entre receitas e custos. Tal procedimento se justifica devido à grande variação de participação desses contratos entre o mix de cada concessionária de distribuição.

40. Do ponto de vista operacional, o ONS informará à ANEEL os valores de CMO e ESS_SE, em decorrência da reunião do Planejamento Mensal de Operação - PMO e do CMSE, e a ANEEL indicará qual a bandeira tarifária a vigorar no próximo mês.

41. O Público Alvo serão todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional (Grupos A e B), e sua aplicação efetiva se dará a partir de janeiro de 2014, uma vez que em 2013 será realizado um Ano Teste, o qual terá como objetivos: (i) simular os resultados obtidos com a aplicação hipotética das bandeiras amarela e vermelha; e (ii) divulgar aos consumidores os procedimentos de aplicação do sistema de bandeiras.

42. Em relação ao sinal de ponta da TE, será mantido o sinal horário. A proposta apresentada para a AP nº 120/2010 proponha uma redução gradual desse sinal e acompanhamento do impacto no parque

gerador. Porém, em virtude das contribuições recebidas e das análises que se sucederam, o horário de ponta na tarifa de energia será mantido até o quarto ciclo de revisão tarifária, pois já houve a necessidade de despacho de geração térmica para atendimento de horário de ponta.

II.6 Subsídios

43. Os subsídios serão compensados por meio da adequação (a maior ou a menor) das tarifas econômicas, internalizando-os na estrutura tarifária, o que simplifica o cálculo dos subsídios. Entretanto, ressalta-se que a eventual neutralidade dos subsídios será objeto de processo específico. Ou seja, a definição dos montantes dos subsídios ou a sua validação por equipes de fiscalização e posterior reconhecimento de diferenças no reajuste ou revisão não ficam prejudicados pela internalização na estrutura tarifária. Isso mantém a transparência na definição dos valores dos subsídios, que era uma preocupação das distribuidoras.

II.7 Modificação em Regulamentos

44. Primeiramente, destaca-se a necessidade de adequar posteriormente a REN nº 414/2010, de forma a adequar os aspectos comerciais relacionados às alterações na estrutura tarifária provenientes do Módulo 7 do PRORET.

45. O desconto para consumidores livres de fontes incentivadas conectados no sistema da distribuidora, de que trata a REN nº 77/2004, passa a incidir somente sobre a componente TUSD TRANSPORTE, pois entende-se que o desconto deve incidir somente sobre componentes que tenham relação com o transporte de energia elétrica. O desconto é válido a partir da data de aplicação do terceiro ciclo de revisão para a distribuidora, no caso de concessionária, e a partir da data de aplicação do primeiro ciclo de revisão para a distribuidora, no caso de permissionária. Para os reajustes tarifários que ocorrerem até as datas mencionadas, o percentual de redução será aplicado sobre as componentes TUSD FIO A, TUSD FIO B, TUSD Encargos de Serviço de Distribuição e TUSD Perdas Técnicas.

46. A REN nº 166/2005 e as disposições da REN nº 414/2010, relativas à estrutura tarifária, continuam em vigor até a aprovação da última revisão tarifária da distribuidora, correspondente ao 3º ciclo de revisões tarifárias periódicas. Ao ser aprovada a revisão tarifária correspondente ao 3º ciclo, passa-se a aplicar as disposições apresentadas no Módulo 7 do PRORET, em substituição às normas anteriores.

Considerações finais

47. Quando, no decorrer dos anos 80, foram estudadas e implantadas as tarifas horossazonais, imaginou-se um enorme avanço em termos de representação dos custos da energia elétrica e seus efeitos para um uso mais racional da energia. Acho que antigo DNAEE obteve um grande sucesso, pois, por exemplo, o fator de carga das cargas passou de 0,62 para, em diversas concessões, mais de 0,85. Porém, o setor passou por diversas mudanças no decorrer dos últimos 10 anos, o que afetou de maneira relevante o formato e apropriação dos custos, o que explica as mudanças aqui recomendadas.

48. O processo aqui discutido representa apenas um passo, apesar de um passo significativo. Acho que devemos andar mais ainda na direção da resposta da demanda aos custos marginais de curto prazo, deixando mais para o consumidor a responsabilidade pela redução dos custos e das tarifas, hoje responsabilidade exclusiva da ANEEL. Só que, atualmente, em razão da forma como o sistema é operado e seus custos apropriados, em diversas situações os custos marginais não representam o que, de fato, acontece na operação do sistema, em uma equivocada separação entre o físico e o econômico. O resultado

disso é o encargo de serviço de sistema por segurança energética, cujos custos são assumidos, no meu entendimento também de maneira equivocada, pelos consumidores. Mas essa é uma decisão que não está no nosso âmbito, mas no do MME/CPAMP.

49. Neste contexto, a REN submetida à aprovação tem outro objetivo importante, vez que permite aos consumidores reagirem quando da eventualidade do aumento dos custos de geração no curto prazo, seja lá qual for a razão. É uma “vacina” determinante para, pelo menos, minimizar os custos, tendo em vista que a reação antecipada do consumidor pode tornar desnecessário o acionamento de termelétricas, em geral com seus pagamentos via ESS. Só por esse aspecto, a REN já seria essencial.

III. DIREITO

50. Aplicam-se ao caso em análise os seguintes dispositivos: o art. 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/1996, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/03/2004, o art. 4º, inciso IV, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 06/10/1997.

IV. DISPOSITIVO

51. Diante do exposto e do que consta do Processo nº 48500.004247/2009-37, voto:

- a) por aprovar a alteração metodológica da Estrutura Tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil;
- b) pela emissão de Resolução Normativa, que aprova o Módulo 7 do PRORET e altera os seguintes dispostos nas Resoluções Normativas:
 - i. Anexo I da Resolução Normativa nº 435, de 24 de maio de 2011, que passa a vigorar com a seguinte redação:

Submódulo 7.2 – Tarifas de Referência
Submódulo 7.3 – Tarifas de Aplicação
 - ii. inciso II do art. 5º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, que passa a vigorar com a seguinte redação: “II - a incidência do percentual de redução para as unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição será definida pelo Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET”; e
 - iii. art. 59 da Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010, que passa a vigorar com a seguinte redação: “A definição dos horários de ponta e de fora de ponta deve ser proposta pela distribuidora, para aprovação da ANEEL, conforme disposto nos Procedimentos de Distribuição”

Brasília, 22 de novembro de 2011.

EDVALDO ALVES DE SANTANA
Diretor