XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Proposta de Aprimoramento dos Procedimentos de Cálculo das Tarifas de Uso dos sistemas de Distribuição

Paulo E. Steele Santos		
TR Consultoria		
paulo@trconsultoria.com		
Tiago G. Leite Ferreira	**José W. Marangon Lima**	**Giovanni Lombardi**
ABIAPE	**UNIFEI**	**ESCELSA**
tiago@abiape.com.br	marangon@unifei.edu.br	giovanni.lombardi@enbr.com.br

Palavras-chave

Estrutura Tarifária
Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição
Elasticidade
Preços de Ramsey
Time-of-use

Resumo

Este artigo apresenta uma proposta de aperfeiçoamento metodológico para o cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica. A metodologia descrita é uma evolução da forma tradicional de cálculo de tarifas utilizada no Brasil. O método proposto combina os conceitos de tarifas "*Time-of-use*" com os "Preços de Ramsey". As tarifas de uso resultantes para as unidades consumidoras, além de possuírem uma sinalização horária associada aos custos marginais de expansão do sistemas, também resultam em receitas reguladas para as concessões de distribuição com a menor perda possível de bem estar social. Este artigo, inicialmente, descreve a proposta de aperfeiçoamento e, em seguida, compara os resultados parciais obtidos com através do modelo proposto com as tarifas de referências reais da ESCELSA.

1.Introdução

Desde a década de 90 o setor elétrico, ao redor do mundo, vem passando por um processo de reestruturação, orientado para a promoção da competição no seguimento de geração. Devido ao fato da rede de transmissão ser um dos elementos mais importantes, quando se trata da competição entre geradores (JOUNG, 2008), muitos esforços vem sendo empregados no desenvolvimento de metodologias para alocação dos custos de transmissão.

No caso das tarifas de distribuição, apesar de terem sofrido um processo de segregação, explicitando os custos de geração, transmissão e distribuição, não houve grande evolução no que se refere aos aspectos metodológicos de alocação dos custos (ORTEGA, 2004). Sendo assim, o presente trabalho

propõe um conjunto de aprimoramentos no processo de cálculo das tarifas praticadas pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil. Estes aprimoramentos resultam das análises realizadas nos procedimentos vigentes à luz das práticas internacionais e das modificações ocorridas no setor elétrico nacional ao longo dos últimos trinta anos.

Este artigo aborda o processo de cálculo das tarifas de transporte para a atividade de distribuição, analisando sua aplicabilidade atual e propondo possíveis aprimoramentos.

No intuito de otimizar o carregamento dos sistemas de distribuição, concomitantemente com a geração de receitas que verifiquem a sustentabilidade econômica desta atividade, este artigo sugere a utilização conjunta dos conceitos de "Time-of-Use" e preços de Ramsey.

Para que se tornasse viável a realização de simulações e validações de hipóteses quanto às práticas usuais empregadas para o cálculo das tarifas, foi desenvolvido em VBA (WALKENBACH, 2004) um protótipo de um software de cálculo de tarifas denominado de Sistema de Tarifas de Acesso.

Posteriormente foi identificado um conjunto de aprimoramentos, como proposta de revisão dos procedimentos atuais de cálculo das tarifas de uso de distribuição praticados pelo órgão regulador. Finalmente, as tarifas calculada após a implementação das modificações propostas foram comparadas aos valores tarifários praticados atualmente para a ESCELSA.

2. Critérios para o cálculo de tarifas

Existem vários critérios para o estabelecimento de tarifas, cuja complexidade dos mecanismos vai depender dos possíveis objetivos estabelecidos. Usualmente, no processo de determinação das tarifas de uso, busca-se equilibrar os três vértices da pirâmide abaixo:

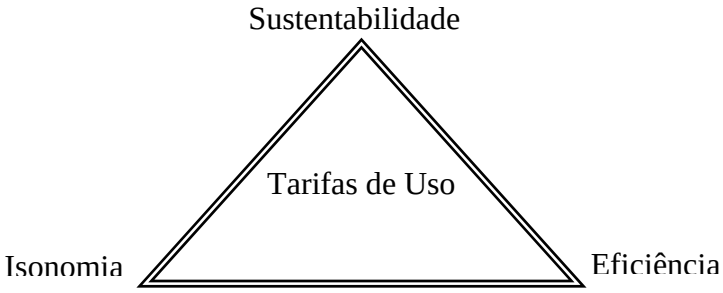

Figura 1: Processo de Cálculo das Tarifas de Uso

Atingir a eficiência (PHILIPS, 1988), segundo a teoria econômica, significa maximizar a utilização dos recursos escassos ou minimizar os custos das atividades da empresa. A condição necessária para que a eficiência econômica seja alcançada é que as tarifas sejam iguais aos custos marginais (o chamado *first best*). Pela regra do preço igual ao custo marginal, apenas os custos variáveis seriam cobertos pela receita obtida pela empresa, ficando em aberto a questão do financiamento da parte fixa dos custos totais.

Como igualar as tarifas ao custo marginal não permite que a empresa regulada recupere os custos fixos e variáveis, torna-se necessário proceder a um ajuste (*mark-up*) nos custos marginais para que as tarifas aplicadas possam recuperar a receita permitida (*second best*), ou nível tarifário, a qual garante uma rentabilidade adequada ao acionista, considerando, no caso da regulação por incentivos (PBR), os

custos operacionais eficientes e os investimentos prudentes para o alcance dos níveis de qualidade estabelecidos pelo órgão regulador (VARIAN, 2003).

O citado ajuste para alcance da receita regulada é chamado na literatura de adequação de receita (*revenue adequacy* ou *revenue reconciliation*) e possui um papel fundamental no processo, já que o ajuste deve alocar de forma isonômica[1] o custo do sistema entre os agentes, e ao mesmo tempo, garantir que a eficiência e sustentabilidade sejam mantidas. Diferentes abordagens podem ser utilizadas para se adequar a receita: fator aditivo fixo, fator multiplicador fixo, fator aditivo em função da confiabilidade, e fator aditivo em função da elasticidade (preços de Ramsey), sendo essa última a alternativa que resulta em um maior excedente total (KIM, 1997).

Além dos aspectos prioritários mencionados, também são considerados outros aspectos regulatórios, tais como: estabilidade tanto da receita quanto das tarifas; simplicidade e facilidade de implementação; estímulo ao gerenciamento de carga; fomento à justiça social e a sustentabilidade ambiental (ENERGY & ENVIRONMENTAL ECONOMICS, 2006).

Um processo de cálculo de tarifas, tipicamente, rateia a receita requerida pela empresa entre as diferentes classes de unidades consumidoras, de forma que, ao final a estrutura tarifária estabelecida se recupere todos os custos identificados.

Internacionalmente, as tarifas do tipo *Time-of-use* – TOU são as mais utilizadas, tanto para as unidades consumidoras residenciais como para as comerciais e industriais. Uma pesquisa realizada nos Estados Unidos, no ano de 2006, com as cinqüenta maiores empresas americanas de energia e com quinze grandes empresas de energia internacionais, verificou-se que 93% das empresas pesquisadas possuíam algum programa de "*Demand-response*"[2] (ENERGY & ENVIRONMENTAL ECONOMICS, 2006).

A Tabela 1 apresenta algumas das características verificadas na tarifas do tipo TOU pesquisadas:

Tabela 1: Características da tarifa TOU

Variável	Intervalo	Média
Número de Períodos	2 – 4	2,2
Número de Estações	1 – 4	1,7
Duração do Período de Ponta	4 –16 horas	9,9 horas
Preço no Período de Ponta (US cents /kWh)	1,65 – 39,37	15,46
Preço no Período Fora de Ponta (US cents /kWh)	0,63 – 13,81	5,91
Relação Ponta / Fora de Ponta	1,00 – 29,00	3,5

Existem, pelo menos, dois aspectos fundamentais para o estabelecimento de um modelo tarifário eficiente e adequado à atividade de distribuição de energia elétrica:

2.1. O carregamento do sistema

A condição de carga máxima solicitada do sistema resulta da agregação de comportamentos individuais das unidades consumidoras conectadas ao mesmo. A partir da análise da curva de carregamento do sistema é possível verificar a eficiência da sinalização tarifária praticada, na intenção de aliviar o carregamento das redes de distribuição.

[1] A isonomia é fundamental para que se aloque maiores custos a quem mais onera o sistema.

[2] *Demand-response* refere-se a mecanismos de gerenciamento das demandas, pelos próprios consumidores, em resposta às condições de suprimento.

A aplicação de um sistema de tarifação horário, baseado em custos marginais, induz a uma distribuição da carga máxima ou de pico, ao longo das demais horas do dia e um preenchimento dos vales, o que resulta em um perfil de rede mais homogêneo ao longo do dia.

A modificação no perfil de rede do sistema permite que sejam disponibilizados novos acessos ou que ocorram incrementos de capacidade das cargas já conectadas sem que sejam necessários investimentos adicionais na rede de distribuição.

Os estudos realizados nos idos de 1970 apontavam que as relações entre as tarifas para os períodos de maior e menor carregamento, ficavam em torno dos seguintes valores:

- 6.8 – (DE SALVIA, 1969) ;
- 5 – (BERLIN, 1974) ;
- 6.25 – (CENTRAL , 1975);
- 3 a 4.5 – (MEEK, 1963).

Cabe esclarecer que essas relações refletem a utilidade a qual as unidades consumidoras atribuem ao produto em questão, a utilidade atribuída à energia elétrica muda em função de uma série de fatores, tais como: matriz energética disponível, uso final da energia, condições climáticas, etc..

A identificação destas relações, em um estudo no Brasil, poderia tornar possível efetuar um ajuste adequado nas atuais tarifas para os períodos de maior e menor carregamento. Atualmente são utilizadas indiscriminadamente para todas as distribuidoras de energia elétrica do país, as mesmas relações aplicadas inicialmente pelo órgão regulador na década de 80, que se situa em torno de quatro.

2.2 A sustentabilidade econômica de um sistema de preços

Se um determinado bem pode ser fornecido por uma única empresa a um mercado, por menores custos que duas ou mais outras, diz-se que este setor apresenta características de monopólio natural.Um monopólio é dito forte, se os custos médios decrescem em toda a dimensão do mercado, caso contrário, é dito fraco.

No caso do monopólio fraco, a partir de um determinado nível de produção necessário para atender a demanda, os custos marginais são maiores que os custos totais médios e, neste caso, a empresa poderia produzir no ponto de produção eficiente no sentido de Pareto[3], ou seja, ponto de produção onde o preço se iguala ao custo marginal (VARIAN, 2003).

No caso do monopólio forte, em função da economia de escala, a curva de custo marginal se mantém sempre abaixo da curva de custos totais médios ao longo de praticamente toda a curva de demanda. Neste caso, se a empresa produzir no ponto em que o custo marginal cruza com a curva de demanda, e não houver um aporte de recursos externos à empresa, a mesma perderá dinheiro, pois estará ofertando seus produtos ou serviços a valores inferiores aos custos totais médios de produção.

Se a concessionária trabalhar com um só produto ou serviço e ofertar o mesmo a um único mercado, determinar as tarifas à *second best* se torna simples, bastando que sejam estabelecidas a valores iguais

[3] Uma situação econômica é ótima no sentido de Pareto se não for possível melhorar a situação, ou, mais genericamente, a utilidade, de um agente sem degradar a situação ou utilidade de qualquer outro agente econômico

aos custos médios de produção. Por outro lado, se existe mais de um mercado ou são praticadas diferentes tarifas, então, haverá várias combinações possíveis de tarifas que equilibrarão a empresa.

Essa questão foi, primeiramente, analisada por Frank P. Ramsey (1903-1930), o primeiro a propor tal análise, em um artigo em 1927, no contexto do estabelecimento do melhor arranjo possível de tributos que arrecadasse receita suficiente para o governo ao mesmo tempo em que reduzisse o mínimo possível o excedente do consumidor . Como apresentado por Baumol e Bradford (1970) tais regras de taxação ótima são diretamente aplicáveis a determinação dos preços *second best* para monopólios com multiprodutos. Desta forma, tornou-se usual referir a tais preços como preços de Ramsey (TRAIN, 1995).

Os preços Ramsey são amplamente utilizados pelas agências reguladoras americanas; em 1983, por exemplo, a "United States Interstate Commerce Commission" adotou preços Ramsey como princípios básicos para o estabelecimento de taxas de ferrovias (WILSON, 1993).

3. As Tarifas Time-of-use e os Preços de Ramsey

As tarifas *Time-of-use* são utilizadas no intuito de otimizar o carregamento dos sistemas de distribuição, ou seja, a sinalização obtida por meio da análise conjunta dos perfis de carga e de rede poderá otimizar a ocupação dos sistemas, no entanto, não irá garantir a sustentabilidade econômica da concessionária de distribuição de energia elétrica. Os preços de Ramsey, por sua vez, são capazes de garantir o alcance do *second best*, todavia, sua pura implementação não garante otimização do carregamento dos sistemas.

Uma forma de se atingir simultaneamente os dois aspectos identificados como fundamentais para o estabelecimento de um modelo tarifário eficiente seria a adoção dos Preços de Ramsey com a sinalização das tarifas *Time-of-use*.

Neste sentido, foram incorporadas no presente trabalho, como restrições do modelo de Ramsey de maximização do excedente do consumidor, as relações entre os postos tarifários encontradas em cada nível de tensão a partir da quantificação das tarifas *Time-of-use*. O acoplamento dos conceitos de tarifas *Time-of-use* e dos preços de Ramsey denotam a principal contribuição deste trabalho no estabelecimento do algoritmo de preços para a atividade de distribuição de energia elétrica.

4. Mapeamento do processo

O sistema utilizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, basicamente, associa às unidades consumidoras típicas tarifas diferenciadas ao longo do dia em função da responsabilidade dos mesmos na composição dos custos incrementais médios de longo prazo de distribuição. A partir do mapeamento do processo de cálculo utilizado pela ANEEL, foi desenvolvido um sistema de cálculo de tarifas de duas fases. A primeira fase realiza o cálculo das tarifas *Time-of-use* – TOU nos moldes próximos ao modelo vigente. A segunda fase insere os Preços de Ramsey no processo, ou seja, as tarifas são calculadas de forma que o excedente dos consumidores seja maximizado ao mesmo tempo em que se observa as seguintes restrições:

- O faturamento esperado se iguale à receita regulatória estabelecida;
- As relações entre os postos tarifários identificadas no cálculo das TOU sejam mantidas;

As curvas de rede e de carga são dados necessários para o cálculo das responsabilidades no uso da capacidade da rede por cada agente. A inviabilidade prática da construção de tarifas, a partir da análise do comportamento individual da curva de carga dos consumidores e das curvas de rede dos sistemas de distribuição, torna necessária a definição de um número conveniente de curvas de carga e de rede típicas que representem a totalidade dos consumidores e transformações da empresa distribuidora de energia elétrica.

A determinação da probabilidade de associação entre as curvas de rede e as curvas de carga para cada nível de tensão é fundamental para cálculo de tarifas. Este processo pode ser resumidamente descrito a partir das seguintes etapas de cálculo:

1) Etapa de identificação das participações energéticas entre as curvas de rede e as curvas de carga em cada nível de tensão;
2) Etapa de cálculo da probabilidade condicionada, ou seja, a probabilidade de um evento ocorrer, dado que, outro já tenha ocorrido (Teorema de Bayes). Neste caso particular, seria a probabilidade de ocorrer uma curva de rede em uma determinada hora do dia já que ocorreu a curva de um determinado cliente nesta mesma hora.

Para identificar as participações energéticas entre as curvas de rede e as curvas de carga em cada nível de tensão é estabelecida uma matriz energética onde as linhas correspondem às energias das curvas de rede (alfas) e as colunas às energias das curvas de carga (betas) consideradas no nível de tensão em questão (MME, 1994).

De posse dos alfas e betas é possível calcular a tarifa de referência, ou seja, o custo marginal de capacidade. Os custos marginais constituem um sinal adequado para orientar o consumo no sentido de uma alocação eficiente dos recursos. Desta forma, é natural que seja estabelecida uma estrutura tarifária racional, onde cada unidade consumidora pague pelo custo incorrido pela distribuidora no seu atendimento. O procedimento de cálculo utilizado pela ANEEL para esse processo apresenta as seguintes características:

- Os postos tarifários precisam ser estabelecidos antes do conhecimento dos custos marginais de capacidade, o que faz com que os postos tarifários definam os custos marginais de capacidade;
- Os custos marginais calculados para os clientes tipo, nos postos tarifários são estabelecidos pelo somatório dos custos marginais horários.

Este artigo propõe a utilização das seguintes equações para o cálculo dos custos marginais de capacidade.

$$CMPT(u,l) = \frac{\sum_{h \in u} CMH(h,l)}{T(u,l)} \qquad \text{Equação 1}$$

Onde

$CMPT(u,l)$: Custo marginal de capacidade do posto tarifário “u” no nível de tensão “l”

$CMH(h,l)$: Custo marginal de capacidade da hora “h” do nível de tensão “l”

$h \in u$: São as horas que pertencem ao posto tarifário “u”

$T(u,l)$: Número de horas contidas no posto tarifário “u” do nível de tensão “l”

O custo marginal de capacidade da hora “h”, do nível de tensão “l”, é definido como:

$$CMH\left(h,l\right)=\sum_{k=l}^{n}(1+f_p(k))*\phi(l,k)*CMN(h,k) \qquad \text{Equação 2}$$

Onde

$\left(1+f_p\left(k\right)\right)$: Perdas de potência do nível de tensão “k”

$\phi(l,k)$: Proporção de fluxo total entre o nível de tensão “l” e o nível de tensão “k”

$CMN(h,k)$: Custo marginal de capacidade do nível “k” na hora “h”

n : Níveis de tensão a montante do nível de tensão “l”

O custo marginal de capacidade do nível “k”, na hora “h”, é definido como:

$$CMN\left(h,k\right)=\frac{\sum_{cj\in k}(DP(h,c_j)*CMC(h,c_j))}{\sum_{cj\in k}DP(h,cj)} \qquad \text{Equação 3}$$

Onde

$DP(h,c_j)$: Demanda do cliente “j” no nível de tensão “k” na hora “h”.

$CMC(h,c_j)$: Custo marginal de capacidade do cliente j na hora “h”

$c_j \in k$: São todos os clientes conectados no nível de tensão “k”

Sendo que o custo marginal de capacidade do cliente j na hora “h” é dado por:

$$CMC\left(h,c_j\right)=\sum_{t\in k}(P(h,c_j)*\frac{1}{Pontas(t)}*\pi(t,c_j)*CMP(k)) \qquad \text{Equação 4}$$

Onde

$P(h,c_j)$: Demanda do cliente “j” na hora “h” sobre a demanda máxima do cliente “j”

$Pontas(t)$: Número de pontas verificadas na curva de transformação “t”

$\pi(t,c_j)$: Probabilidade de ocorrer a carga “j”, dado que ocorreu a transformação “t”

$CMP(k)$: Custo marginal de potência do nível de tensão “k”

$t \in k$: São as transformações para o nível de tensão “k”

A probabilidade de ocorrer a carga “j”, dado que ocorreu a transformação “t”, é dada por”:

$$\pi(t,c_j) = \frac{P(t_i)\cdot P(cj|t_i)}{\sum_i P(t_i)\cdot P(c_j|t_i)} = \frac{\alpha_i \cdot \beta_{ij}}{\sum_i \alpha_i \cdot \beta_{ij}} \qquad \text{Equação 5}$$

O procedimento de cálculo adotado e descrito no equacionamento apresentado estabelece as seguintes modificações no que diz respeito aos pontos citados anteriormente:

- Primeiramente é calculada a estrutura de custos a partir do estabelecimento dos custos marginais de capacidade (estrutura vertical). Esta estrutura se manterá estável independentemente da quantidade de postos tarifários que venham a ser criados.
- Posteriormente são criados os postos tarifários necessários para o estabelecimento de uma sinalização horária que induza a otimização dos sistemas de distribuição (estrutura horizontal). As tarifas calculadas para os postos tarifários são definidas pela média ponderada dos custos marginais horários, calculados para os clientes tipo do nível de tensão considerado.

A estrutura vertical estabelece uma alocação de custos entre os níveis de tensão, considerando a responsabilidade das unidades consumidoras nos custos de desenvolvimento do sistema existente. Portanto, realizam uma atribuição de custos considerando os investimentos já realizados.

As estruturas horizontais estabelecidas com a criação dos postos tarifários indicam quais são as relações ideais entre as tarifas horárias criadas em cada nível de tensão de forma a otimizar o sistema existente. Portanto, elas sinalizam os períodos de congestionamento e ociosidade do sistema de forma a distribuir melhor a ocupação existente, postergando, assim, novos investimentos.

Uma característica peculiar do procedimento proposto é o desacoplamento realizado entre estrutura vertical e estrutura horizontal. Atualmente a ANEEL define a estrutura de faturamento vertical em função dos postos tarifários estabelecidos em cada nível de tensão, ou seja, a quantidade de postos ou a duração dos mesmos pode modificar a referida estrutura.

Considerando que a atividade de distribuição de energia elétrica possui características de monopólio forte e que o sistema de regulação econômica utilizado pressupõe que as tarifas praticadas resultem em uma receita de equilíbrio econômico e financeiro, torna-se necessário uma adequação nas tarifas de referência inicialmente calculadas. A solução proposta, neste artigo, para essa questão é o estabelecimento de *mark-ups* através da regra do inverso da elasticidade, ou seja, os preços de Ramsey, onde o excedente total é maximizado ao mesmo tempo em que se mantém a distribuidora operando na condição de equilíbrio econômico regulatório.

O procedimento vigente, por sua vez, compara a receita verificada com a receita regulatória, identificando assim um índice de ajuste que é aplicado a todas as tarifas de referência. O pressuposto deste mecanismo é que o mercado atendido pela distribuidora não modificará seu perfil de consumo; assim, todas as modificações inseridas nas tarifas praticadas serão totalmente absorvidas pela carga. No entanto, o mercado de energia elétrica não se comporta exatamente desta forma, pois diversos estudos realizados no Brasil, ao longo dos anos, têm quantificado índices de elasticidade, podendo citar, por exemplo, os trabalhos conduzidos pelo IPEA e por pesquisadores como Fernandez e Modiano (ANDRADE, 1997) (FERNANDEZ, 2002) (MODIANO, 1984).

Se for considerado que o mercado de energia elétrica pode responder a mudanças tarifárias, então o ideal é que esse comportamento, de alguma forma, seja considerado na metodologia de cálculo das tarifas de energia elétrica. Neste sentido, a proposta deste artigo, de se utilizar os preços de Ramsey com as tarifas TOU, visa incorporar tais considerações no processo atual de estabelecimento da TUSD.

5. Aplicação Comparativa

A título de validação da primeira etapa da metodologia proposta foram realizadas simulações de cálculo das tarifas, utilizando os dados da distribuidora de energia elétrica Espírito Santo Centrais Elétricas S.A – ESCELSA. Os resultados obtidos foram comparados com os valores publicados pelo órgão regulador, no ano de 2004. (ANEEL, 2004)

a) Quanto à estrutura de faturamento tem-se:

Tabela 2: Distribuição do Faturamento

Nível	Modelo Vigente	Modelo Proposto
BT (menor que 2,3 kV)	67,96%	67,80%
A4 (2,3 a 25 kV)	16,33%	16,10%
A3A (30 a 44 kV)	1,55%	1,60%
A3 (69 kV)	3,01%	3,00%
A2 (88 a 138 kV)	11,14%	11,60%

No modelo proposto, para o caso utilizado, a distribuição de custo entre os níveis de tensão se dá de uma forma similar ao mecanismo atual.

b) Quanto ao número de postos tarifários:

Tabela 3: Número de Postos Tarifários

Nível	Modelo Vigente	Modelo Proposto
BT (menor que 2,3 kV)	2	3
A4 (2,3 a 25 kV)	2	3
A3A (30 a 44 kV)	2	3
A3 (69 kV)	2	3
A2 (88 a 138 kV)	2	2

A quantidade de postos tarifários se altera ao longo dos níveis.No caso utilizado, preponderou à quantidade de três postos tarifários.

c) Quanto à sinalização horizontal calculada:

Tabela 4: Sinalização horizontal

Nível	Modelo Vigente (R$/kW)	Modelo Proposto (R$/kW)
BT (menor que 2,3 kV)	Posto II: 40,50 Posto I : 99,96	Posto III:31,43 Posto II: 4,45 Posto I : 0
A4 (2,3 a 25 kV)	Posto II: 41,70 Posto I : 36,79	Posto III: 9,64 Posto II: 2,71 Posto I : 0

Nível	Modelo Vigente (R$/kW)	Modelo Proposto (R$/kW)
A3A (30 a 44 kV)	Posto II: 36,61 Posto I : 23,98	Posto III: 17,89 Posto II: 2,29 Posto I : 0
A3 (69 kV)	Posto II: 17,57 Posto I : 37,17	Posto III: 8,57 Posto II: 1,93 Posto I : 0
A2 (88 a 138 kV)	Posto II: 22,07 Posto I : 5,9	Posto II: 1,97 Posto I : 0

As tarifas de referência identificadas em cada posto tarifário sinalizam os períodos de maior carregamento do sistema, ao mesmo tempo, estabelecem valores tarifários aderentes aos custos de capacidade horários calculados em cada nível de tensão. No caso do modelo vigente, podem ocorrer situações como as encontradas para os níveis de baixa tensão e 69kV; nestes casos, para o posto II (ponta) foram estabelecidas tarifas menores do que as do posto I (fora de ponta).

d) Quanto à duração dos postos tarifários:

Tabela 5: Duração dos postos tarifários

Nível	Modelo Vigente (Horas)	Modelo Proposto (Horas)
BT (menor que 2,3 kV)	Posto II: 3 Posto I : 21	Posto III: 8 Posto II: 14 Posto I : 2
A4 (2,3 a 25 kV)	Posto II: 3 Posto I : 21	Posto III: 8 Posto II: 14 Posto I : 2
A3A (30 a 44 kV)	Posto II: 3 Posto I : 21	Posto III: 8 Posto II: 15 Posto I : 1
A3 (69 kV)	Posto II: 3 Posto I : 21	Posto III: 10 Posto II: 12 Posto I : 2
A2 (88 a 138 kV)	Posto II: 3 Posto I : 21	Posto II: 10 Posto I : 14

No modelo proposto não existe um pré-estabelecimento da duração dos postos tarifários, os mesmos só são estabelecidos após a quantificação dos custos marginais horários de capacidade em cada nível de tensão, podendo variar quanto à duração e a quantidade.

6. Conclusões

Este artigo propõe um conjunto de aprimoramentos no processo de cálculo da TUSD praticada pelas distribuidoras de energia elétrica no Brasil e em outros países. Estes aprimoramentos resultam das análises realizadas nos procedimentos vigentes à luz das práticas internacionais e das modificações ocorridas no setor elétrico nacional ao longo dos anos últimos trinta anos.

No intuito de validar e comparar as propostas de revisão dos procedimentos de cálculo das tarifas praticadas pelas distribuidoras de energia elétrica foi desenvolvido em *Visual Basic for Applications* – VBA um protótipo de um *software* de cálculo de tarifas, o qual possui uma estrutura lógica de, basicamente, duas fases; a primeira fase calcula as estruturas verticais e horizontais das tarifas, definindo assim as tarifas *first best* a partir do cálculo das tarifas TOU; e uma segunda fase através da

qual são calculadas as tarifas *second best* aplicando-se a metodologia de cálculo dos preços de Ramsey.

A metodologia proposta busca equilibrar a eficiência econômica, isonomia entre os usuários da rede e a sustentabilidade da empresa regulada. Somado a isso, a metodologia aqui apresentada é adequada à atividade de distribuição de energia elétrica, já que promove a otimização do carregamento do sistema

As análises e simulações, conduzidas durante a elaboração da primeira etapa, identificaram um conjunto de propostas possíveis de serem facilmente implementadas no modelo utilizado,hoje, no Brasil:

1) Estabelecimento dos postos tarifários só ao término do cálculo das tarifas de referência, sendo ainda que os mesmos podem, segundo a necessidade econômica, variar tanto em relação à duração, como em relação à quantidade de postos ao longo dos níveis de tensão considerados;
2) Estabelecimento da estrutura vertical independente dos postos tarifários e dos faturamentos esperados;
3) Estabelecimento de uma estrutura horizontal a partir da determinação das tarifas de referência calculadas para cada posto tarifário;
4) Preservação da sinalização tarifária obtida a partir dos cálculos das tarifas *Time-of-use*.

Com a utilização dos Preços de Ramsey, na segunda etapa do processo de cálculo, espera-se que a questão da resposta da carga frente ao sinal de preços praticados seja superada, uma vez que o comportamento da carga, diante de uma alteração na sinalização econômica contida na tarifas, será considerado no modelo proposto. Desta forma, espera-se que com os aperfeiçoamentos e aprimoramentos propostos para o modelo vigente seja possível se obter efetivamente:

1) Tarifas finais que apresentem um grande potencial de otimização dos sistemas;
2) Manutenção da sustentabilidade da empresa (não ocorrência de perdas econômicas) caso ocorra modulação de carga frente à nova sinalização tarifária, uma vez que as tarifas já são calculadas com a previsão de mudança nos hábitos de consumo;
3) A incorporação da característica dinâmica do processo tarifário no estabelecimento das tarifas de uso dos sistemas de distribuição.

7. Referências bibliográficas

Andrade, T. A. 1997. Elasticidade Renda e Preço da Demanda Residencial de Energia Elétrica no Brasil. IPEA Rio de Janeiro, janeiro 1997 (Texto para Discussão, 489).

ANEEL, Nota Técnica 076/04, Relatório de saída do TARDIST, 2004.

Berlin, E., Cicchetti, C.J., and Gillen, W.J.. Perspective on Power, Cambrige: Ballinger Publishing Company 1974.

Central Vermont Public Service Cooporation, A Concerted Push for Rate Reform, Business Week, April 1975.

CEPEL 2001, Manual TARDIST 2001.

De Salvia., D. N. An application of Peak-Load Pricing , Jornal of Business, October1969.

Energy & Environmental Economics, 2006, A Survey of Time-of-Use (TOU) Pricing and Demand-Response (DR) Programs.

Fernandez, J.C A Política de Tarifação Social Ótima para a Energia Elétrica, VII Encontro Regional de Economia da ANPEC, 2002.

Hyman, L.S., A.S. Hyman, and R.C. Hyman (2005) America's Electric Utilities: Past, Present, and Future, 8th edition, Arlington, VA: Public Utilities Reports.

John Walkenbach. Excel 2003 Power Programming with VBA, Wiley Publishing, Inc, 2004.

Joung, M., Baldick, R., Son, Y. S., The Competitive Effects of Ownership of Financial Transmission Rights in a Deregulated Electricity Industry, The Energy Journal, Vol. 29, No. 2, p. 165-184, 2008.

Kim, H. B, Baughman, M. L., The Economic Efficiency Impacts of Alternatives for Revenue Reconciliation, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, August, 2007.

Ministério de Minas e Energia – MME (1994), Considerações sobre Métodos de Cálculo de Probabilidade de Associação, Relatório 5, Projeto 3.

Modiano, E. M 1984. Elasticidade renda e preços da demanda de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro: Dept. de Economia da PUC, maio 1984 (Texto para Discussão, 68).

Meek, R.L, An Application of Marginal Cost Pricing: The Green Tariiff in Theory and Practice , Jornal of Industrial Economics, October1963.

Ortega, M. P. R., Pérez-Arriaga, I., Abbad, J. R., González, J. P., Tarifas de Redes de Distribuición: ¿Un Problema Resuelto?

Philips C.F. The Regulation of Public Utilities: Theory and Practice, Arlington, VA: Public Utilities Reports.

Train, K.E.. Optimal Regulation, . The MIT Press., 1995.

Varian, H. R., Microeconomia – Princípios Básicos, 6a ed., Ed. Campus, 2003.

Wilson Robert B. R. Nonlinear Pricing , Oxford University Press, 1993.