

CRISTINA SCHIAVI NODA

**IMPLANTAÇÃO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE  
DISTRIBUIÇÃO: A experiência brasileira**

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração) para obtenção do título de Mestre em Energia

Orientador: Dr. Francisco Anuatti Neto

São Paulo

2005

**AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE .**

### **FICHA CATALOGRÁFICA**

Noda, Cristina Schiavi.

Implantação da tarifa de uso do sistema de distribuição : a experiência brasileira / Cristina Schiavi Noda; orientador Francisco Anuatti Neto. – São Paulo, 2004.

112p. : il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1.Energia elétrica - tarifas 2.Redes de distribuição de energia elétrica - regulação I.Título.

À minha família, pai, mãe, Biba, Well e Juju, aos amigos, Israel, Eduardo, Ricardo, Carol, Karen, Claudinha, Vilela e Elane, e a uma pessoa muito especial, Chris.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao orientador Prof. Dr. Francisco Anuatti Neto, à ANEEL pelo oportunidade de um constante aprendizado, e ao CNPq pelo apoio financeiro dado à realização desta dissertação.

## RESUMO

NODA, C. S. **Implantação da tarifa de uso do sistema de distribuição: a experiência brasileira.** 2005. 112 p. Dissertação Mestrado - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo.

Em 1999, as tarifas de uso do sistema de distribuição começaram a ser implementadas, com a finalidade de permitir a introdução da competição nas atividades de comercialização e geração. Entretanto, em um contexto mais abrangente, as tarifas de uso não devem apenas permitir a competição, mas refletir os custos efetivos da atividade de distribuição, fornecendo um sinal econômico eficiente para o uso das redes. Além disso, a regulação das tarifas de uso deve considerar a possibilidade de desvio não econômico, subsídios cruzados e a presença de custos irrecuperáveis. Nesse sentido, as metodologias de cálculo das tarifas de uso, implementadas pelo método *top-down* - Resoluções ANEEL n° 286/1999 e n° 594/2001 - e pelo método *bottom-up* - Resolução ANEEL n° 152/2003, foram analisadas com o objetivo de verificar os impactos sobre a eficiência econômica. Constatou-se que as tarifas de uso calculadas pelo método *top-down* não representavam corretamente os custos de distribuição incorridos pelas distribuidoras, não fornecendo, assim, uma sinalização econômica capaz de incentivar o uso eficiente da rede. Além disso, o consumidor era incentivado a se tornar livre, pois dessa forma não contribuiria com o pagamento de custos alocados somente aos consumidores cativos. Entretanto, com a implementação do método *bottom-up*, as tarifas de uso tornaram-se mais aderentes aos custos específicos da atividade de distribuição, na medida em que estes começaram a ser estimados nos processos de revisão tarifária periódica. Atualmente, a metodologia de cálculo das tarifas de uso está sendo revista e discutida com a sociedade, visando uma melhor alocação de custos nas tarifas de uso e de energia. Porém, para que as tarifas de uso possam incentivar o uso eficiente das redes, os critérios adotados para a definição da estrutura tarifária dos diferentes subgrupos de consumidores ainda devem ser aperfeiçoados, uma vez que não representam os custos efetivos que cada subgrupo tarifário produz ao sistema de distribuição.

Palavra-chave: Regulação, Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, Sinalização Econômica.

## ABSTRACT

NODA, C. S. **Implementation of tariffs of use of electrical distribution system: the brazilian experience.** 2005. 112 p. Dissertação Mestrado - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo.

In 1999, the tariffs of use of the Brazilian Electrical Distribution System had started to be carried out, with the purpose to allow the introduction of market competition in the activities of energy's commercialization and generation. However, the use tariffs do not have to allow only competition, but also reflect the effective costs of the activity of distribution, supplying an efficient economic signaling for the use of the energy networks. Moreover, the regulation of the use tariffs must consider the possibility of non-economical deviations, crossed subsidies, and the presence of stranded costs. In this direction, the methodologies of calculation of the use tariffs, carried out for the method top-down - Resolutions ANEEL n° 286/1999 and n° 594/2001 - and for the method bottom-up - Resolution ANEEL n° 152/2003, had been analyzed with the objective to verify the impacts on the economic efficiency. In this dissertation we found evidences that the use tariffs, calculated for the method top-down, did not represent the costs of distribution correctly incurred by the deliverers, not supplying, thus, an economic signaling capable to stimulate the efficient use of the networks. Moreover, the consumers was stimulated to become free, aiming at not to contribute with the payment of costs only placed by the regular consumers. However, with the implementation of the method bottom-up, the use tariffs had become more adherent the specific costs of the activity of distribution, by the time that these had started to estimated within the periodic tax review process. Currently, the methodology of calculation of the use tariff is being reviewed and argued with the society, aiming at one better allocation of costs in the energy use tariffs. However, so that the use tariffs can stimulate the efficient use of the networks, the criteria adopted for the definition of the tax structure, of the different sub-groups of consumers, still must be perfected, a time that does not represent the effective costs that each tariff sub-group produces to the electrical distribution system.

Key-words: Regulation, Electrical Distribution System Tax, Economic Signaling.

## SUMÁRIO

|   | P. |
|---|----|
| 1 INTRODUÇÃO.....   | 1  |
| 2 HISTÓRICO DA IMPLEMENTAÇÃO DAS TARIFAS DE USO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO..... | 6  |
| 3 A REGULAÇÃO DO ACESSO AS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....                         | 15 |
| 3.1 Modelos de regulação da tarifa de acesso.....                             | 21 |
| 3.1.1 <i>Efficient Component-Pricing Rule</i> (ECPR).....                     | 22 |
| 3.1.1.1 Críticas à eficiência da ECPR.....                                    | 26 |
| 3.1.1.2 A ECPR por Armstrong <i>et al.</i> (1996).....                        | 28 |
| 3.1.2 Estrutura tarifária: os preços de Ramsey-Boiteux.....                   | 34 |
| 3.1.2.1 As implicações da precificação de Ramsey-Boiteux.....                 | 38 |
| 3.1.2.2 Críticas em relação à precificação de Ramsey-Boiteux.....             | 38 |
| 3.1.3 Tarifa de acesso e a informação assimétrica.....                        | 39 |
| 4 ANÁLISE DAS METODOLOGIAS DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DE DISTRIBUIÇÃO..... | 42 |
| 4.1. Metodologia da Resolução ANEEL n° 152/1999.....                          | 46 |
| 4.1.1. Análise da metodologia da Resolução ANEEL n° 286/1999.....             | 49 |
| 4.1.1.1. Receita requerida de distribuição.....                               | 49 |
| 4.1.1.2. Estrutura tarifária.....   | 53 |
| 4.2. Metodologia da Resolução ANEEL n° 594/2001.....                          | 57 |
| 4.2.1. Análise da metodologia da Resolução ANEEL n° 594/2001.....             | 59 |
| 4.2.1.1. Receita requerida de distribuição.....                               | 59 |
| 4.2.1.2. Estrutura tarifária.....   | 65 |
| 4.3. Metodologia da Resolução ANEEL n° 152/2003.....                          | 77 |
| 4.3.1. Análise da metodologia da Resolução ANEEL n° 152/2003.....             | 80 |
| 4.3.1.1. Receita requerida de distribuição.....                               | 81 |
| 4.3.1.2. Estrutura tarifária.....   | 92 |
| 5 APERFEIÇOAMENTOS NECESSÁRIOS NA METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TUSD.....         | 96 |

|                                   |     |
|-----------------------------------|-----|
| 6 CONCLUSÃO.....                  | 106 |
| 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 110 |



## **1 INTRODUÇÃO**

Na década passada, iniciou-se a reestruturação do setor elétrico no Brasil, redefinindo o papel do Estado e dando à iniciativa privada uma importância maior naquelas atividades antes exploradas pelo setor público. Além disso, a reestruturação trouxe a possibilidade de se introduzir os incentivos aos ganhos de eficiência em alguns segmentos do setor elétrico.

No setor de distribuição, por ser considerado como monopólio natural<sup>1</sup>, os incentivos foram fornecidos pela regulação de preços-teto, enquanto que, nos setores de geração e comercialização, foram dados pela competição propriamente dita.

Entretanto, para que os objetivos da reestruturação fossem alcançados, foram necessárias a desverticalização do setor e a implementação do livre acesso às redes de distribuição e transmissão. A desverticalização teve como finalidade permitir a aplicação da competição nos segmentos de geração e comercialização, segregando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Já a implementação do livre acesso garante que qualquer agente possa acessar apenas as redes de transmissão e distribuição, mediante o pagamento de uma tarifa que recupere os custos do transporte, sem que tenha que contratar os serviços de

---

<sup>1</sup> A distribuição de energia elétrica é caracterizada por uma estrutura de custos com grande participação dos custos fixos e a presença de economias de escala. Em decorrência deste fato, é considerada como monopólio natural, isto é, a distribuição de eletricidade realizada por uma única distribuidora possui um custo menor do que quando realizada por duas ou mais distribuidoras.

geração e comercialização da concessionária local. Dessa forma, o consumidor livre obteve a liberdade de escolha do agente de geração e comercialização, ao mesmo tempo em que utiliza a rede da distribuidora local.

Além disso, o livre acesso e a desverticalização demandaram uma reestruturação tarifária, através da segregação da tarifa de fornecimento, para a criação de tarifas específicas para as atividades de distribuição e transmissão, denominadas de tarifa de uso dos sistemas de distribuição – TUSD; e tarifa de uso dos sistemas de transmissão – TUST.

Por outro lado, a presença de concessionárias com clientes cativos, em regime de monopólio, controlando as redes de distribuição, cujos serviços são essenciais para a operação de consumidores livres, comercializadores e geradores, que se tornam seus competidores na oferta de energia elétrica, introduz os problemas da garantia do livre acesso e da definição das tarifas correspondentes.

Assim, no modelo atual do setor elétrico brasileiro, as distribuidoras utilizam sua rede de distribuição para fornecer energia elétrica aos consumidores finais, ao mesmo tempo em que firmas rivais necessitam do acesso a esta rede para fornecer energia aos consumidores livres, e assim competir com a própria distribuidora nas atividades consideradas competitivas – geração e comercialização.

Caso a distribuidora pudesse escolher livremente a tarifa de uso do sistema de distribuição, a ser cobrada de seus competidores, esta estabeleceria um valor muito elevado, visando não permitir a entrada de novas firmas que iriam competir nos segmentos de comercialização ou de geração.

Portanto, além de clareza nos procedimentos de planejamento de expansão e operação das redes de distribuição, que garantam efetivamente o livre acesso às redes de distribuição, é necessário regular a tarifa de uso dos serviços da rede de distribuição, para que se possa implementar a competição na geração e na comercialização.

No novo ambiente regulatório, coube à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) realizar a regulação da TUSD, de forma não discriminatória para que houvesse o livre entrada dos comercializadores e geradores de energia elétrica. Assim, em 1999, a Resolução ANEEL n° 286/1999 homologou as primeiras tarifas

de uso dos sistemas de distribuição a serem cobradas dos consumidores livres, sendo calculadas a partir das tarifas de fornecimento vigente.

Entretanto, somente em 2001, por meio da Resolução ANEEL n° 594/2001, a metodologia completa para a definição da tarifa de uso do sistema de distribuição foi estabelecida. Novamente, o cálculo das tarifas de uso partiu das tarifas de fornecimento vigentes. É importante ressaltar que na época não havia as informações necessárias para a estimação exata dos custos da atividade de distribuição, tais como a parcela relativa aos custos de comercialização das concessionárias.

Em 2003, a metodologia de cálculo da TUSD foi alterada pela Resolução ANEEL n° 152/2003, onde esta passou a ser calculada com base nos custos de distribuição obtidos nos processos de revisão tarifária periódica, ao invés da tarifa de fornecimento vigente.

Recentemente, a metodologia de cálculo definida pela Resolução ANEEL n° 152/2003 está sendo discutida com os agentes do setor elétrico e a sociedade, por meio do processo de audiência pública promovida pela ANEEL, com a finalidade de revisar a alocação de custos na TUSD. Dessa forma, a determinação da metodologia da TUSD apresenta-se em uma fase de aperfeiçoamento, onde questões relativas à definição dos custos de distribuição, e como estes serão cobrados dos consumidores, serão analisadas.

Em um contexto mais amplo, a tarifa de uso dos sistemas de distribuição não possui apenas a finalidade de permitir a implementação da competição na geração e comercialização, mas refletir os custos efetivos das atividades de distribuição e transmissão, fornecendo um sinal econômico eficiente para o uso das redes e para a entrada nos segmentos competitivos, além de dar transparência ao consumidor. Nesse sentido, a metodologia de cálculo da TUSD possui implicações sobre a eficiência produtiva, alocativa e distributiva, devendo ser estudada à luz da teoria econômica.

Como princípio básico, as tarifas de uso dos sistemas de distribuição devem refletir, da forma mais aderente possível, os custos específicos da atividade de distribuição, para que seja fornecida ao consumidor uma sinalização econômica capaz de incentivar o uso eficiente da rede. Além disso, a distribuidora deve praticar

uma tarifa de uso que a permita ficar indiferente ao exercício da liberdade de escolha de um consumidor potencialmente livre.

O cálculo de uma TUSD, que não inclua corretamente os custos de distribuição, poderá criar desvio não econômico, onde o consumidor potencialmente livre terá oportunidade de comprar energia elétrica, pagando, ao todo, menos que a tarifa de fornecimento cobrada pela distribuidora, sem que os custos de geração sejam efetivamente menores que aqueles apresentados pela distribuidora. Nessa situação, haverá incentivos para geradores menos eficientes que aqueles contratados pela distribuidora entrarem no mercado.

Outro ponto que deve ser evitado na definição da TUSD é a presença de subsídios cruzados entre cativos e livres, onde alguns custos relativos à atividade de distribuição, devido por todos os consumidores, são alocados somente a algumas classes.

De forma geral, uma vez estabelecida e aplicada, é a TUSD que fornecerá os sinais econômicos para uso eficiente das redes, evitará que haja discriminação entre consumidores e possíveis subsídios cruzados, permitirá a recuperação dos investimentos nas redes de distribuição, e incentivará a entrada eficiente no setor de geração e comercialização.

A análise das metodologias de cálculo da TUSD que foram adotadas até então pela ANEEL é importante para se verificar seus impactos sobre a eficiência econômica do setor, principalmente considerando a recente implementação da TUSD, cujos aperfeiçoamentos metodológicos ainda são discutidos.

Assim, esta dissertação tem como objetivo analisar as metodologias de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição, estabelecidas pelas Resoluções ANEEL n° 286/1999, n° 594/2001 e n° 152/2003, à luz da teoria econômica, nos aspectos relativos à entrada eficiente nos segmentos competitivos, incentivos aos investimentos na rede, minimização dos custos, possibilidade de competição e uso eficiente da rede de distribuição.

Dessa forma, a dissertação é estruturada em seis partes. No próximo capítulo, apresenta-se o histórico de implementação da tarifa de uso do sistema de distribuição no setor elétrico brasileiro. No terceiro capítulo, a revisão bibliográfica é realizada, desenvolvendo três modelos de regulação de acesso, permitindo, assim, que no

capítulo quarto as metodologias de cálculo da TUSD, adotadas pela ANEEL, sejam apresentadas e analisadas. No capítulo quinto, discorre-se sobre os aperfeiçoamentos necessários na metodologia atual de cálculo da TUSD e, finalmente, no último capítulo, relata-se as considerações finais.

## **2 HISTÓRICO DA IMPLEMENTAÇÃO DAS TARIFAS DE USO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO**

Em julho de 1995, a Lei nº 9.074 estabeleceu, aos fornecedores e respectivos consumidores de energia elétrica, o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionárias e permissionárias de serviço público, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido. Nesse sentido, alterações realizadas na Lei nº 8.987/1995, mediante Lei nº 9.648/1998, garantiu aos usuários dos serviços de energia elétrica, de acordo com as normas do Poder Concedente, o direito de liberdade de escolha dos prestadores do serviço.

De acordo com o art. 15 da Lei nº 9.074/1995, os consumidores com carga igual ou maior que 10 MW, atendidos em uma tensão igual ou superior a 69kV, podem optar por contratar o fornecimento de energia elétrica, no todo ou em parte, com um produtor independente. Decorridos três anos da publicação desta Lei, estes consumidores também começaram a dispor da possibilidade de estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais.

Aos consumidores conectados após 08 de julho de 1995, com carga igual ou maior que 3 MW e atendidos em qualquer nível de tensão, o art. 16 da Lei nº 9.074/1995 assegurou a livre escolha do fornecedor com quem sua compra de energia poderia ser contratada.

A referida Lei também estabeleceu que, após o decurso de cinco anos, os consumidores com carga superior a 3MW poderiam optar pela compra de energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do mesmo sistema interligado. Somente após oito anos, isto é, a partir de 2003, o Poder Concedente poderia diminuir os limites de carga e de tensão.

É importante ressaltar que, quando o novo modelo do setor elétrico começou a ser implantado, tinha-se a expectativa de que, a partir de 2003, haveria uma liberação crescente dos clientes das distribuidoras em direção à livre escolha dos fornecedores. Assim, esperava-se que os consumidores residenciais tornar-se-iam livres em 2006. Porém, frente aos problemas de racionamento e às pressões dos agentes de distribuição, a abertura do mercado vem ocorrendo de forma mais lenta.

O estabelecimento do livre acesso às redes de distribuição implicou na fixação de uma tarifa exclusiva para o serviço de distribuição de energia elétrica, visando o ressarcimento dos custos de transporte envolvidos. Até então, todos os serviços prestados pela concessionária – geração, transmissão, distribuição e comercialização – vinham sendo cobrados em uma única tarifa, denominada tarifa de fornecimento.

Conforme a Lei 9.648/1998, foi delegado à ANEEL: a regulação das tarifas de uso dos sistemas de distribuição e o estabelecimento das condições e das contratações do acesso e do uso da distribuição de energia elétrica. Assim, coube à agência reguladora a definição de uma metodologia de cálculo para a tarifa de uso do sistema de distribuição - TUSD.

Em 1 de outubro de 1999, a Resolução Normativa ANEEL nº 286 homologou os primeiros valores das TUSD a serem praticadas entre as distribuidoras, os consumidores livres e os geradores conectados a esses sistemas. Como metodologia para a definição desses valores, adotou-se o método denominado “top-down”, no qual as tarifas de uso são obtidas a partir do valor total da receita da distribuidora, retirando dessa receita os custos das atividades não relacionadas à distribuição de energia elétrica.

Vale notar que, no momento da publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 286/1999, a ANEEL não possuía todas as informações necessárias para o cálculo exato dos custos incorridos pelas concessionárias na atividade de distribuição.

Assim, para o cálculo da TUSD, foi considerado que a parcela referente aos custos da atividade de distribuição teria um percentual médio de 70% sobre a receita líquida da concessionária (receita total menos despesas com compra de energia, encargos e perdas técnicas), enquanto que 30% estariam relacionados aos custos de comercialização.

Além disso, a ausência de informações a respeito dos custos dos diferentes níveis tarifários para cada distribuidora, necessários para a definição da estrutura tarifária da TUSD, fez com que fossem adotados os dados históricos dos custos marginais de fornecimento.

Assim, frente à necessidade de identificar os custos reais incorridos na atividade de distribuição, a Resolução Normativa ANEEL nº 286/1999 determinou que as concessionárias deveriam, em um prazo de seis meses, apresentar à ANEEL propostas de tarifas de uso, além de estudos e justificativas para os valores atribuídos à atividade de distribuição. Entretanto, as concessionárias encontraram dificuldades na elaboração dos trabalhos, de maneira que a data para a entrega destes estudos foi prorrogada por duas vezes, fixando-se, então, o prazo final para o dia 17 de julho de 2000.

Durante o ano de 2000, os estudos foram realizados pelas distribuidoras e enviados à ANEEL. A consolidação dessas contribuições resultou na elaboração da Nota Técnica ‘Metodologia de Cálculo de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD’ – SRD/ANEEL/2001, com o objetivo de apresentar a metodologia e os conceitos do cálculo da TUSD. Essa Nota Técnica foi submetida ao processo de audiência pública nº 30/2001, visando dar publicidade ao processo de implementação da TUSD e receber novas contribuições dos agentes do setor elétrico.

Finalmente, em dezembro de 2001, a ANEEL estabeleceu a metodologia para o cálculo da TUSD, mediante a Resolução Normativa ANEEL nº 594, consolidando, então, as contribuições fornecidas pelas distribuidoras. Além disso, tal Resolução estabeleceu uma fórmula de transição até 2003, para os casos nos quais os contratos de uso dos sistemas de distribuição, formalizados com base na Resolução ANEEL nº 286/99, possuíssem valores inferiores aos obtidos pela aplicação da nova metodologia.



A metodologia de cálculo das TUSD, definida pela Resolução ANEEL nº 594/2001, manteve o procedimento “top-down” adotado pela Resolução ANEEL nº 286/1999. Assim, em teoria, os critérios antes estabelecidos para o cálculo da TUSD não sofreram grandes alterações. As diferenças encontradas referem-se à aplicação prática da metodologia, mais especificamente, ao valor da parcela de comercialização da receita líquida total, definido como 15%, e à adoção de diferentes custos marginais de capacidade para cada distribuidora, a serem utilizados na definição da estrutura tarifária.

Para o cálculo dos custos marginais de capacidade, utilizados na definição da TUSD, são necessários os custos de expansão por faixa de tensão, as curvas de carga e o diagrama unifilar simplificado de potência, de forma que se chegue às responsabilidades dos consumidores em relação aos custos de expansão do sistema. É com base nessas responsabilidades, isto é, em quanto os consumidores de cada nível tarifário participam nos custos de expansão do sistema, que a estrutura tarifária é estabelecida.

No cálculo da TUSD, de acordo com a Resolução ANEEL nº 594/2001, a adoção dos planejamentos de investimentos apresentados pelas distribuidoras, necessários para o cálculo dos custos de expansão por nível de tensão de cada concessionária, produziria tarifas inconsistentes. Para solucionar o problema, a ANEEL decidiu utilizar os custos marginais de expansão padrão, obtidos pela média dos custos incrementais médios de longo prazo apresentados pelas concessionárias, sendo expurgados os valores extremos. Já as curvas de cargas e o diagrama unifilar, informados pelas concessionárias, foram utilizados para o cálculo dos custos marginais de capacidade, gerando uma estrutura tarifária diferente para cada empresa.

Em 2001, o setor elétrico brasileiro enfrentou uma crise de abastecimento, provocando o racionamento de energia elétrica. Com isso, foi criado o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, que teve como objetivo constatar as falhas do novo modelo e propor mudanças. Foi verificado, entre outros fatores, que, embora existisse uma parcela significativa de consumidores potencialmente livres, poucos se tornaram livres na prática. Foi proposto, então, que se aperfeiçoasse a regulação, incentivando a entrada de consumidores livres, mediante a separação das tarifas

reguladas para todos os consumidores em componentes fio e energia, de maneira a refletir os custos efetivos das concessionárias.

A decomposição da tarifa regulada em serviços de transmissão/distribuição (fio), comercialização (tarifação e cobrança) e geração (compra de energia) teve como objetivo permitir que os consumidores potencialmente livres pudessem comparar os custos da tarifa da distribuidora com os custos dos comercializadores e assim, verificar qual situação, livre ou cativo, seria mais vantajosa.

De acordo com a orientação do Cômite de Revitalização, em novembro de 2002, a Medida Provisória nº 64, posteriormente convertida na Lei nº 10.604/2002, determinou que os contratos de fornecimento vigentes deveriam ser substituídos por contratos distintos, diferenciando-se, a partir daí, contratos de conexão, contratos de uso dos sistemas de distribuição e de transmissão e contratos de compra de energia elétrica. Essa política tarifária teve como finalidade estabelecer tarifas de fornecimento de energia elétrica mais isonômicas, transparentes e capazes de induzir à utilização mais eficiente da energia.

Nesse sentido, a Resolução CNPE nº 12, de 17 de setembro de 2002, estabeleceu diretrizes para celebração, substituição e aditamento de contratos de fornecimento de energia, bem como para a política tarifária e de preços da energia vendida pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. De acordo com o art. 1º da Resolução CNPE nº 12/2002, determinou-se que :

Art. 1º Os consumidores do Grupo A, definidos na Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL nº 456, de 29 de novembro de 2000, das concessionárias ou permissionárias de serviço público de geração ou de distribuição de energia elétrica deverão celebrar contratos distintos para a conexão, uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e compra de energia elétrica, nos termos de regulamentação a ser expedida pelo Poder Executivo.

§ 1º Na definição do valor das tarifas para os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição a que se refere este artigo, serão consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo.

Dessa forma, a ANEEL publicou, em 29 de novembro de 2002, a Resolução nº 666, com o objetivo de estabelecer os procedimentos para a determinação das tarifas de energia referentes aos contratos de compra do grupo "A" (alta tensão) e à

parcela de energia elétrica da tarifa de fornecimento dos consumidores do grupo "B" (baixa tensão). Em relação aos consumidores do grupo "A", estes deveriam substituir os contratos de fornecimento de energia elétrica por contratos de uso, conexão e compra de energia, enquanto que as tarifas de fornecimento dos consumidores do grupo "B" deveriam ser segregadas em tarifas fio e tarifas de energia.

De acordo com o art. 3º da Resolução nº 666/2002, os valores referentes às perdas comerciais de energia elétrica e aos encargos setoriais<sup>2</sup> de responsabilidade do segmento de consumo seriam acrescidos às tarifas de uso dos sistemas de distribuição.

O art 4º estipulou quais custos<sup>3</sup> deveriam ser considerados nas tarifas de energia, de forma que estas tarifas pudessem ser discriminadas. Porém, foi determinado um período de transição entre as tarifas de energia vigentes na época e aquelas resultantes da aplicação da referida Resolução. Assim, conforme art. 5º da Resolução ANEEL nº 666/2002, até o ano 2006, nos reajustes tarifários anuais ou nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias ou permissionárias de distribuição, as tarifas de energia elétrica serão estabelecidas a partir da composição das seguintes parcelas:

Parcela I - com peso de 75%, 50%, 25% e 0% em 2003, 2004, 2005 e 2006, respectivamente, calculada com base nas tarifas de fornecimento em DRP<sup>4</sup>, descontada a TUSD;

Parcela II - com peso de 25%, 50%, 75% e 100% em 2003, 2004, 2005 e 2006, respectivamente, determinada pelo somatório dos itens que compõem as tarifas de energia elétrica.

---

<sup>2</sup> Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC ; Encargos dos Serviços do Sistema – ESS ; Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa ; tarifa de transporte de energia elétrica proveniente ITAIPU Binacional ; e tarifas de uso das instalações de transmissão aplicáveis às unidades consumidoras – TUST.

<sup>3</sup> Energia comprada para revenda ; tarifa de repasse de potência proveniente de ITAIPU Binacional ; compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos ; uso da rede básica vinculado aos contratos iniciais ; Conta de Desenvolvimento Energético – CDE ; custo de comercialização ; Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética ; e PIS/PASEP & COFINS relativos às parcelas anteriores.

<sup>4</sup> Data do reajuste em procedimento.

De forma geral, a Resolução CNPE nº 12/2002 e a Resolução ANEEL nº 666/2002 estabeleceram a segregação da tarifa de fornecimento e um realinhamento tarifário visando a eliminação gradual dos subsídios cruzados existentes entre as diferentes classes de consumo, fazendo com que consumidores livres e cativos paguem tarifas iguais pelo uso dos sistemas de distribuição.

A abertura da tarifa de fornecimento teve como finalidade fazer com que as tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão refletissem corretamente os custos dessas atividades. Como a tarifa de energia é obtida pela diferença entre a tarifa de fornecimento e a tarifa fio, o subsídio existente na estrutura tarifária, a ser eliminado, residia sobre a parcela de energia. Deste modo, o realinhamento tarifário passa a ser realizado via tarifa de energia elétrica, de acordo a trajetória estipulada pelo art. 5º da Resolução ANEEL nº 666/2002.

Em 3 de abril de 2003, a Resolução da ANEEL nº 152 alterou a metodologia de cálculo da tarifa de uso do sistema de distribuição, atendendo à política tarifária disposta pela Resolução CNPE nº 12/2002, posteriormente ratificada pelo Decreto nº 4.562/2002, além de incorporar as regras e os conceitos das revisões tarifárias periódicas para o cálculo da receita requerida de distribuição<sup>5</sup>.

Com o novo método de cálculo da TUSD, estabelecido pela Resolução ANEEL nº 152/2003, a receita requerida de distribuição passou a ser segregada nos componentes fio, encargo e uso da rede básica. O componente fio é calculado em duas etapas: determina-se os custos operacionais eficientes e a remuneração de investimentos prudentes à atividade de distribuição; e então, adiciona-se o valor de algumas despesas<sup>6</sup> aos custos e à remuneração. Assim, o componente fio da TUSD é obtido com base nos custos da atividade de distribuição, estabelecidos no processo de revisão tarifária periódica das concessionárias.

O componente Encargo é a soma de alguns encargos setoriais tais como quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Proinfa, além de perdas comerciais de energia elétrica e o transporte de energia elétrica proveniente de ITAIPU. Por fim, o

---

<sup>5</sup> Receita a ser recuperada pela aplicação das TUSDs ao mercado de referência de energia e demanda.

<sup>6</sup> Perdas técnicas de distribuição ; Quota de Reserva Global de Reversão – RGR ; encargos de conexão e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS ; encargos de uso dos sistemas de distribuição ; Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética<sub>FIO</sub> ; PIS/PASEP e COFINS<sub>FIO</sub> ; e taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE<sub>FIO</sub>.

componente Uso da Rede Básica é igual ao montante de receita obtido pela aplicação da TUSD ao mercado de referência de demanda.

Em relação ao componente TUSD – Fio, nota-se que, diferentemente da metodologia da Resolução ANEEL nº 594/2001, na qual a TUSD era calculada com base na tarifa de fornecimento, a Resolução nº 152/2003 determina que a TUSD – Fio seja calculada de acordo com os custos de distribuição considerados na revisão tarifária periódica. Dessa forma, o método “*top-down*”, antes adotado pela Resolução ANEEL nº 594/2001, foi substituído pelo método “*bottom-up*” no qual a tarifa é dada pela soma dos custos relacionados à atividade, não considerando o valor da tarifa do serviço completo.

O Decreto nº 4.667, de 4 de abril de 2003, com vistas a permitir que os consumidores industriais possam ter um prazo maior para se adequarem às novas políticas tarifárias, alterou o disposto no art. 1º do Decreto nº 4.562/2002, de forma que os valores das tarifas de energia, para os contratos de compra de energia elétrica celebrados pelos consumidores com concessionária ou permissionária de distribuição, sejam estabelecidos a partir da composição das seguintes parcelas:

I - Parcela I, com peso de 90%, 75%, 50%, 25% e 0% em 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007, respectivamente: tarifa de energia calculada com base na tarifa de fornecimento da estrutura tarifária atual, descontados os correspondentes custos de conexão e de uso do sistema de transmissão ou de distribuição;

II - Parcela II, com peso de 10%, 25%, 50%, 75% e 100% em 2003, 2004, 2005, 2006 e 2007, respectivamente: tarifa de energia calculada com base no custo da energia disponível para venda, acrescido do custo de comercialização e, onde couber, de encargos setoriais e tributos.

Já a partir de 7 de abril de 2003, as tarifas das concessionárias que vêm sendo reposicionadas nos processos de revisão tarifária periódica começaram a ser segregadas nos componentes fio e energia, não apenas para os consumidores livres, mas para todos.

Atualmente, a alocação dos custos nos componentes Fio, Encargos e Rede Básica da TUSD vem sendo estudada pela ANEEL, de forma que a metodologia de

cálculo da TUSD deverá passar ainda por um processo de aperfeiçoamento. Além disso, estudos relacionados aos custos marginais de capacidade de cada classe consumidora também deverão ser realizados, para que se possa definir uma estrutura tarifária que reflita os custos reais que cada classe consumidora gera ao sistema elétrico.

### **3 A REGULAÇÃO DO ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

A reforma do setor elétrico brasileiro, que se iniciou em 1995 com a privatização da Escelsa, teve como um de seus princípios a implementação da competição nas atividades de geração e comercialização. Até então, nenhum segmento do setor de energia elétrica era caracterizado pela presença de competição. A concessionária de distribuição era encarregada de fornecer aos consumidores todos os serviços – geração, transmissão, distribuição e comercialização.

Entretanto, com a publicação da Lei nº 9.074/1995, tornou-se possível, aos consumidores livres, o acesso às redes de distribuição, sem que houvesse a obrigação da contratação dos serviços de geração e comercialização fornecidos pela concessionária local. A partir daí, os consumidores livres poderiam optar pelos agentes de geração e comercialização, enquanto que pagariam à distribuidora o custo incorrido no transporte da energia elétrica.

Embora esse modelo do setor elétrico pretenda incentivar a competição na geração e comercialização, o livre acesso às redes de distribuição surge como um problema, na medida em que a distribuidora utiliza a sua rede de distribuição para fornecer energia elétrica aos consumidores cativos, mas, ao mesmo tempo, as comercializadoras ou geradoras necessitam do acesso a essa rede para fornecer energia aos consumidores livres, e assim, competir com a própria distribuidora. Caso a tarifa de uso das redes de distribuição fosse determinada pela própria distribuidora,

haveria o risco desta aumentar a tarifa para tornar o custo e o preço dos competidores maiores. Dessa forma, tornou-se imprescindível regular a tarifa de acesso às redes de distribuição para assegurar a competição na geração e comercialização de energia.

Além da finalidade de incentivar a competição, a teoria da regulação ressalta quatro objetivos a serem almejados na definição da tarifa de acesso às redes de distribuição (Laffont & Tirole, 2000):

- Gerar uma entrada eficiente na infra-estrutura e serviços;
- Deve incentivar o uso eficiente das redes;
- Encorajar os investimentos minimizando os custos; e
- Fazer tudo isto a um custo regulatório razoável.

#### A) Gerar uma entrada eficiente na infra-estrutura e serviços

Para que ocorra uma entrada eficiente nos segmentos competitivos, a tarifa de acesso ou de uso dos sistemas de distribuição deve refletir os custos incorridos pela distribuidora no transporte de energia, pois, conforme Baumol & Sidak (1994) apontam, se a incumbente, no caso a distribuidora, receber de sua rival mais pelo acesso à rede do que cobra implicitamente de si, isso limitará a capacidade de competição da firma rival, criando barreiras à entrada de agentes nesses segmentos. Por exemplo, um produtor independente, com custos de geração mais baixos que o preço da energia cobrado pela distribuidora, não conseguirá vender sua energia para um consumidor livre se a tarifa de acesso à rede estiver elevada o suficiente para tornar a diferença de preço, entre a energia vendida pela distribuidora e a vendida pelo produtor independente, não atraente. Neste caso, a tarifa de acesso terá criado uma barreira; e a entrada de firmas nos segmentos competitivos dar-se-á de maneira ineficiente, inferior ao nível ótimo.

Por outro lado, se a regulação forçar a distribuidora a receber pelo acesso menos do que cobra de si, então a sua própria capacidade de competição será prejudicada. Algumas geradoras com custos mais altos que os da distribuidora passarão a ser competitivas e conseguirão entrar no mercado, pois o valor da tarifa de uso compensará a ineficiência dessas geradoras. Nesse cenário, a distribuidora terá prejuízos porque a tarifa de uso não cobrirá seus custos enquanto que, no setor



competitivo, haverá uma entrada ineficiente e excessiva, onde firmas com custos elevados passarão a atuar no mercado.

Ainda em relação à questão da entrada eficiente, outro aspecto deve ser observado. A estrutura relativa das tarifas de uso deve refletir os custos reais de distribuição para cada nível tarifário, uma vez que é essa estrutura que determinará o nível de entrada dos consumidores em cada um desses níveis. Caso a tarifa de um grupo tarifário, por exemplo, a baixa tensão, seja mais baixa que os custos da distribuidora, enquanto que as tarifas dos demais grupos reflitam os custos da distribuidora, muitos consumidores poderão migrar para a baixa de tensão, gerando uma entrada excessiva.

Uma estrutura tarifária inadequada, caracterizada pela presença de subsídios cruzados, além de interferir na entrada de consumidores nos diferentes segmentos tarifários, pode levar ao problema de *cream-skimming*. Esse problema surge quando os custos e as tarifas não estão alinhados. Se, por exemplo, uma distribuidora possui dois segmentos de atuação, um com lucros extra-normais e outro com prejuízo, de forma que o segmento com lucros extra-normais subsidia o outro segmento, a comercializadora ou geradora será incentivada a atuar apenas no segmento mais lucrativo. Se a distribuidora não puder alterar sua estrutura tarifária, a diferença entre o preço e o custo no segmento com lucros extra-normais poderá ser explorada pela comercializadora, causando prejuízos à distribuidora. Mas, se a distribuidora estiver utilizando o seu poder de mercado para promover os subsídios cruzados, então, a entrada da comercializadora no segmento com lucros extra-normais incentivará a redução de preços nesse segmento, fazendo com que a distribuidora deixe de realizar os subsídios.

Outro ponto fundamental para a regulação da tarifa de acesso é a estrutura da indústria de energia elétrica no Brasil, que envolve a presença de custos fixos e a possibilidade de custos encahados na distribuição; distribuidora com poder de mercado; e novos geradores com custos altos de entrada.

Quando a distribuidora possui uma estrutura com custos fixos altos, a agência reguladora deve determinar uma tarifa de acesso que permita que a firma entrante também contribua com o pagamento destes custos, tornando a tarifa de acesso mais elevada que o custo marginal da distribuidora em prover o acesso à rede. Mas em

situação oposta, quando a distribuidora exercer poder de mercado, a tarifa de acesso poderá ser mais baixa para promover a entrada de novas firmas.

O incentivo à entrada de novas firmas de geração e comercialização pode ser incentivada pela regulação da tarifa de acesso para gerar ganhos de bem-estar social. Porém, de acordo com a literatura econômica, existem duas situações nas quais a entrada pode reduzir o bem-estar social: entrantes com desvantagem de custos e existência de custos fixos *set-up*<sup>7</sup> na atividade competitiva.

A perda de bem-estar decorrente da entrada de uma nova firma com desvantagem de custos ocorre quando a entrante produz a um custo mais alto do que o da produção realizada apenas pela firma já estabelecida. Entretanto, é importante notar que a entrada de uma firma com desvantagem de custos só reduzirá o bem-estar se houver a acomodação da firma estabelecida, isto é, se ela reduzir sua produção.

A presença de custos do tipo *set-up* também deve ser considerada na análise da entrada eficiente das novas firmas, uma vez que a entrada de uma firma com custos do tipo *set-up* poderá reduzir o bem-estar social mesmo quando a entrante possui vantagem de custos. Isto porque se cada firma que entrar no mercado possuir custos *set-up* irrecuperáveis, então poderá haver uma entrada excessiva. De acordo com Nachbar *et al.* (1998), a entrada só será socialmente desejável quando o excedente do consumidor e do produtor menos a perda social decorrente da produção da entrante com maior custo for maior que o custo *set-up*. Novamente, se não houver acomodação da firma estabelecida, não haverá perdas de bem-estar social.

Portanto, na análise da tarifa de acesso ótima para o setor de distribuição, é preciso que se considere a questão da entrada eficiente não só em relação à desvantagem de custos da entrante, mas também em relação à presença dos custos *set-up* e a possibilidade de acomodação da firma estabelecida. Caso a entrada excessiva seja realmente constatada, o regulador poderá determinar uma tarifa de acesso mais elevada.

A regulação da tarifa de acesso também deve considerar a recuperação dos custos encalhados que surgem quando a distribuidora contrata uma quantidade de energia gerada, mas não consegue vendê-la totalmente porque perdeu clientes. Esses custos encalhados não devem ser absorvidos apenas pela concessionária, mas por

---

<sup>7</sup> Custos referentes à implantação do processo produtivo.

todos os consumidores, cativos e livres. Além do setor de geração, a comercialização também poderá produzir custos enclavados se o comercializador fornecer medidor, leitura de medidor e serviços de fatura.

#### B) Incentivar o uso eficiente das redes

A regulação da tarifa de acesso às redes de distribuição também exerce impacto sobre o uso eficiente das redes. Em uma situação onde a tarifa de uso é estabelecida acima do custo marginal da distribuidora, grandes consumidores serão incentivados a construir circuitos em paralelo à rede, com a finalidade de evitar a alta tarifa cobrada pela distribuidora. Porém, se a tarifa de uso for menor que o custo marginal da distribuidora, uma utilização da rede acima do nível ótimo poderá ocorrer, demandando novos investimentos em linhas de distribuição que, em situação contrária onde a tarifa refletisse o custo marginal, não seriam necessários.

Dessa forma, a regulação da tarifa de acesso deve considerar seus impactos sobre a eficiência produtiva e alocativa. A eficiência produtiva, no sentido econômico, consiste na utilização, com máximo rendimento e mínimo custo, da planta produtiva instalada, dada a estrutura de mercado. No setor elétrico, a eficiência produtiva é alcançada quando a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são realizadas ao menor custo possível. Já em relação à tarifa de acesso, para que a eficiência produtiva seja obtida, a regulação deverá incentivar a entrada, nos segmentos competitivos, apenas de uma firma mais eficiente que a concessionária, isto é, com custos mais baixos.

Por sua vez, a eficiência alocativa, em particular a de origem paretiana, diz que uma situação econômica é eficiente de Pareto caso não exista nenhuma forma de melhorar a situação de algum grupo de pessoas sem piorar a de outro grupo. De forma geral, a eficiência alocativa será obtida quando o maior volume de transações econômicas for realizado, gerando a maior renda agregada possível. Conforme a teoria econômica, essa condição é garantida sob concorrência perfeita, quando os preços igualam-se aos custos marginais. Nesse sentido, a regulação deve estabelecer uma tarifa de acesso com valor igual ao custo marginal do setor de distribuição, visando incentivar o uso eficiente das redes de distribuição, mediante o melhor mix de produção, dado um nível de recursos.

No caso do setor de distribuição, a regulação da tarifa de acesso deverá lidar com um *trade-off* entre a eficiência produtiva e a alocativa. A eficiência alocativa somente é alcançada quando os preços são iguais aos custos marginais. Entretanto, nessa situação, os altos custos fixos da rede de distribuição não são recuperados, mas somente os custos marginais. O resultado é o comprometimento da eficiência produtiva, uma vez que não haverá receita disponível para a realização de novos investimentos, inclusive a manutenção da qualidade do serviço.

Ainda sob o aspecto da eficiência econômica, a regulação da tarifa de acesso deve considerar a eficiência dinâmica e distributiva. A eficiência dinâmica é obtida quando são implementadas novas invenções e novas técnicas, que resultem em redução futura de custos e preços. Já a eficiência distributiva é uma questão valorativa que depende do critério de equidade<sup>8</sup> adotado. A eficiência distributiva poderá determinar a redução da apropriação dos excedentes econômicos do produtor, a garantia de acesso da população de baixa renda aos serviços essenciais e até mesmo a eliminação dos subsídios cruzados.

#### C) Encorajar os investimentos, minimizando os custos

As tarifas de uso devem refletir os custos da concessionária no serviço de distribuição de energia elétrica que, de forma geral, são compostos pela remuneração dos investimentos realizados e pelos custos operacionais da concessionária. Em relação aos investimentos, a regulação da tarifa de acesso tem como um de seus objetivos fornecer incentivos para a sua realização, minimizando os custos. Se a tarifa de uso não incorporar corretamente a remuneração dos investimentos eficientes, poderão surgir basicamente duas situações, o sub-investimento e o sobre-investimento. O sub-investimento poderá ocorrer quando a tarifa de uso não contemplar os investimentos realizados, enquanto que o sobre-investimento ocorrerá quando todo e qualquer investimento for considerado, sem restrições, na tarifa.

No que se refere ao estabelecimento dos custos operacionais da concessionária, a serem considerados na tarifa de uso, a questão central está

---

<sup>8</sup> Critérios de equidade:

- Igualitário: todos recebem as mesmas condições;
- Rawls: maximiza a utilidade do mais pobre;
- Utilitaristas: maximiza a utilidade total de toda a sociedade;
- Mercado: o resultado de mercado é o mais equitativo.

relacionada à presença de informação assimétrica, pois a concessionária possui todas as informações relacionadas à gestão do serviço, enquanto que a agência reguladora tem apenas o acesso parcial e limitado às informações, muitas vezes fornecidas pela própria concessionária. Assim, o regulador não pode observar o esforço da distribuidora em reduzir os seus custos. Por outro lado, há a possibilidade da distribuidora manipular as informações fornecidas ao regulador, visando uma apropriação de maiores lucros. Dessa forma, a regulação da tarifa de acesso deve contornar o problema da informação assimétrica, incentivando a minimização dos custos operacionais da concessionária e permitindo apenas que os custos eficientes sejam repassados às tarifas.

#### D) Buscar um custo regulatório razoável

Por fim, a regulação do acesso deve ser realizada a um custo regulatório razoável. Quando da definição da metodologia de cálculo da tarifa de acesso, a adoção de procedimentos para a verificação dos custos da distribuidora poderá priorizar a simplicidade metodológica como forma de redução dos custos regulatórios. Outra possibilidade para a redução do custo regulatório é evitar a necessidade de informações de difícil acesso, caracterizadas pela assimetria, que demandarão um alto grau de fiscalização.

### **3.1. Modelos de regulação da tarifa de acesso**

O primeiro modelo desenvolvido para a determinação da tarifa ótima de acesso foi criado por Baumol e denominado *Efficient Component Price Rule* (ECPR). Com base na teoria dos mercados contestáveis, o objetivo principal da ECPR é permitir a entrada no segmento competitivo apenas de firmas mais eficientes que a já estabelecida no mercado, priorizando assim a eficiência produtiva.

A ECPR vem sendo criticada, pois, quando se introduzem imperfeições de mercado, a sua aplicação não obtém resultados válidos. Visando solucionar esse problema, Armstrong *et al.* (1996) aprimoraram o modelo da ECPR, inserindo condições de oferta e de demanda mais abrangentes que aquelas consideradas pela teoria dos mercados contestáveis.

Em relação à definição da estrutura tarifária ótima, Laffont & Tirole (2000) consideram que, visando o uso eficiente das redes, o regulador pode determinar a estrutura de preços através do modelo de precificação denominado Ramsey-Boiteux. Além disso, Laffont & Tirole (1994) analisaram de que forma a informação assimétrica pode ser incorporada na regulação da tarifa de acesso.

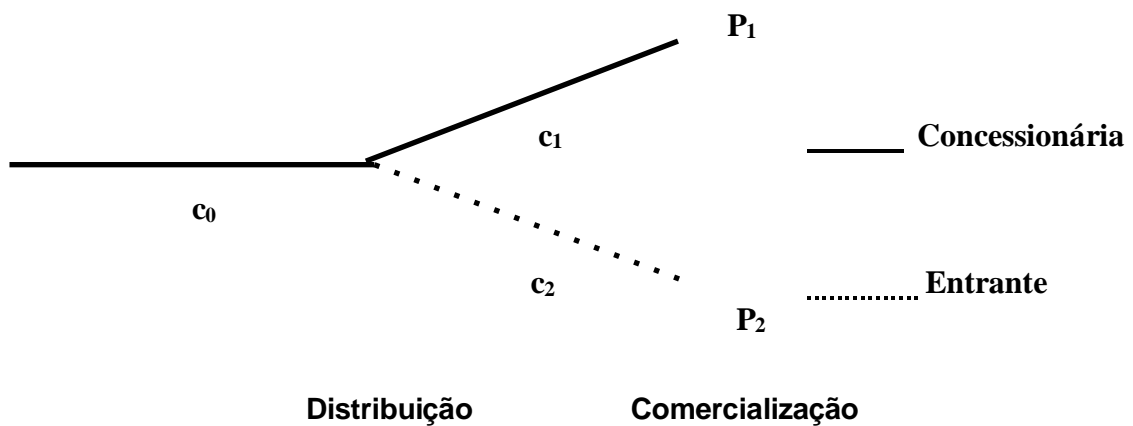
Assim, este capítulo está dividido em três partes. A primeira delas compreende a questão da entrada eficiente de comercializadores e geradores, apresentando a ECPR e o modelo desenvolvido por Armstrong *et al.* (1996). A segunda parte demonstrará o modelo de Laffont & Tirole (2000), criando subsídios para o estudo do uso eficiente das redes de distribuição e da estrutura tarifária adequada. Finalmente, na última seção, serão abordadas de forma sucinta as questões dos incentivos à minimização dos custos e a presença da informação assimétrica.

### **3.1.1. *Efficient Component-Pricing Rule (ECPR)***

Em 1979, Robert Willing propôs um método para cálculo da tarifa de acesso denominado *Efficient Component-Pricing Rule (ECPR)* ou *Baumol-Willing rule*. Em síntese, essa regra diz que o valor ótimo da tarifa de acesso deve ser igual ao custo direto de prover o serviço no segmento monopolístico mais o custo de oportunidade de fornecer o acesso. O custo de oportunidade corresponde aos lucros que a concessionária deixa de ganhar na atividade competitiva por ter fornecido a outras firmas o acesso às redes.

Para contextualizar a ECPR no cálculo da tarifa de uso das redes de distribuição, pode-se pensar em uma indústria com apenas duas firmas: a concessionária que atua no segmento de distribuição e comercialização; e a entrante que atuará apenas no segmento competitivo, no caso, a comercialização.

Os custos marginais da concessionária para o setor de distribuição e comercialização são  $c_0$  e  $c_1$ , respectivamente, o preço final da energia igual a  $p_1$  e o custo fixo igual a  $F$ . O custo marginal de comercialização da entrante é  $c_2$  e o preço final de energia é  $p_2$ . A tarifa de acesso que a entrante deve pagar à distribuidora pelo uso da rede é igual a  $a$ .



**Figura 1 - Estrutura de custos e preços para o setor de distribuição e comercialização**

Sob a ótica da ECPR, a tarifa ótima de acesso à rede de distribuição deve ser igual à:

$$a = c_0 + (p_1 - c_0 - c_1) \quad (1)$$

O primeiro termo do lado direito da equação (1) é o custo que a distribuidora incorre no transporte de energia elétrica enquanto que o segundo termo é o custo de oportunidade da distribuidora, isto é, o lucro que irá perder caso deixe de comercializar a energia com um determinado consumidor.

Simplificando a equação (1) obtém-se  $a = p_1 - c_1$ , de forma que a tarifa de acesso se torna igual ao custo de oportunidade da distribuidora no segmento competitivo, no caso, a comercialização. Vale ressaltar que a tarifa de acesso poderá ser obtida da mesma maneira quando a geração também é considerada como a atividade competitiva.

O custo total da comercializadora entrante é dado pela soma da tarifa de uso da rede de distribuição com os custos de comercialização, assim, seu custo total é igual a  $a + c_2$ .

Para que comercializadora consiga se estabelecer no mercado e obter lucro, precisará praticar preços menores ou iguais aos preços da distribuidora, ao mesmo tempo em que seu preço deverá ser capaz de cobrir o seu custo total. Considerando a

função de custos da comercializadora, a entrada ocorrerá somente quando essa possuir vantagens de custos, isto é,  $c < c$ , pois, em situação contrária, a sua entrada não será lucrativa.

Para tornar a idéia da condição de entrada da nova comercializadora mais clara, pode-se utilizar uma ilustração numérica. Suponha que a distribuidora pratique uma tarifa final ( $p_1$ ) igual a R\$ 0,24/kWh e seus custos incrementais de distribuição e comercialização são iguais a R\$ 0,17/kWh e R\$ 0,03/kWh, respectivamente.

Com base no preço e nos custos da distribuidora, a tarifa de acesso ótima, de acordo com equação (1), é igual a R\$ 0,21/kWh, ou seja,  $(0,17 + 0,24 - 0,17 - 0,03)$ .

Assim, considerando a tarifa de acesso calculada de acordo com a regra de ECPR e o preço final praticado pela distribuidora, pode-se estabelecer, em relação à eficiência de custos da entrante, três situações possíveis conforme Tabela 1.

**TABELA 1 – Condição de entrada da comercializadora em relação a sua eficiência de custos**

| CENÁRIO | DISTRIBUIDORA   |   | ENTRANTE                             |                  |  | RESULTADO   |
|---------|-----------------|---|--------------------------------------|------------------|--|---|
|         | Preço praticado | Custo da distribuidora na comercialização | Custo da entrante na comercialização | Tarifa de acesso | Custo total (acesso e comercialização) |   |
| (I)     | 0,24            | 0,03                                      | 0,02                                 | 0,21             | 0,23                                   | A entrada da nova comercializadora ocorrerá, pois seu custo total é menor que o preço praticado pela distribuidora.       |
| (II)    | 0,24            | 0,03                                      | 0,03                                 | 0,21             | 0,24                                   | A comercializadora estará indiferente em entrar ou não no mercado, pois o seu retorno será igual ao seu custo de capital. |
| (III)   | 0,24            | 0,03                                      | 0,04                                 | 0,21             | 0,25                                   | A entrada não ocorrerá, pois o custo total da comercializadora é maior que o preço praticado pela distribuidora.          |



No primeiro cenário, no qual a comercializadora possui um custo na atividade competitiva menor que aquele apresentado pela distribuidora, a sua entrada será viável pois conseguirá praticar uma tarifa mais baixa que a da distribuidora, ao mesmo tempo em que obterá lucro, já que o seu custo total será inferior ao preço final da distribuidora.

No segundo cenário, ao ter que pagar pelo acesso a tarifa calculada com base na ECPR, a comercializadora acaba obtendo o mesmo custo da atividade de comercialização apresentado pela distribuidora, e o seu custo total é exatamente igual ao preço final da distribuidora. Dessa forma, à comercializadora será indiferente entrar ou não no mercado, pois o seu retorno será igual ao seu custo de capital.

Entretanto, quando a comercializadora tem um custo na atividade de comercialização mais elevado que o da distribuidora, a sua entrada não mais ocorrerá já que o seu custo total também será mais elevado que o preço final cobrado pela distribuidora, como demonstra o terceiro cenário.

Portanto, o exemplo dado confirma que, ao se adotar a tarifa de acesso calculada conforme a ECPR, a entrada da comercializadora no mercado só ocorrerá quando essa for mais eficiente que a distribuidora no segmento competitivo. Essa condição de entrada garante que a eficiência produtiva seja alcançada, já que atuará no mercado competitivo apenas a firma mais eficiente, sendo este considerado um dos grandes benefícios da ECPR.

Outro ponto positivo da ECPR é a garantia do nível de lucro da distribuidora, ou seja, a entrada da comercializadora não interfere na capacidade da distribuidora de arcar com os altos custos fixos da rede. Assim, a distribuidora se torna indiferente à entrada da comercializadora, e não é incentivada a reduzir a qualidade do acesso prestado.

Além disso, de acordo com Baumol & Sidak (1994), a ausência de impactos sobre o lucro da distribuidora faz com que a entrada no mercado competitivo não interfira nos subsídios cruzados entre o segmento não competitivo e o competitivo. Essa característica é considerada como benefício porque, em determinadas situações, a política tarifária poderá estabelecer uma estrutura de subsídios que não deve ser alterada.

Por fim, a aplicação da ECPR é simples, porém a simplicidade de sua regra gera algumas críticas, conforme é abordado abaixo.

### 3.1.1.1. Críticas à eficiência da ECPR

Apesar dos benefícios da ECPR, a sua utilização vem sendo criticada por muitos economistas e agências regulatórias, como por exemplo, a *British Office of Telecommunications* (Ofel) e a *Federal Communications Commission* (FCC) em relação ao cálculo da tarifa de acesso no setor de telecomunicações. A Ofel argumenta que:

- os custos totais da entrante no mercado competitivo provavelmente excederão os custos incrementais da concessionária;
- como as tarifas da concessionária guiam o preço de acesso, a entrante deverá ajustar o seu preço quando a concessionária o fizer; e
- o uso da ECPR força a entrante a contribuir com a ineficiência de custos da concessionária.

Já a FCC crítica a ECPR por não ser um método baseado nos custos e porque não gera nenhum mecanismo para forçar os preços finais para o nível competitivo (Laffont & Tirole, 2000).

No campo teórico, Laffont & Tirole (2000) criticam a eficiência da ECPR porque as hipóteses que estão inseridas nessa metodologia dificilmente serão verificadas na prática. Como dito anteriormente, a teoria dos mercados contestáveis é a base da ECPR. Nela, assume-se que toda firma, entrante e concessionária, possui funções de custo e de demanda idênticas no segmento competitivo, e pressupõe-se que a entrante não possui custos de entrada nem poder de mercado. Dessa maneira, a ECPR só fornecerá uma tarifa de acesso ótima quando houver a completa simetria de custos e de demanda, pois, para satisfazer a ECPR, a concessionária e a entrante devem praticar preços da seguinte forma:

$$a = p_2 - c_2 = p_1 - c_1 \quad (2)$$

Caso a demanda pelo produto da concessionária seja mais inelástica que a demanda da entrante, devido, por exemplo, ao *marketing* realizado, o preço praticado pela concessionária poderá ser mais elevado que o da entrante, sem que perca parte de seus consumidores. Nesse caso, o valor ótimo da tarifa deve estar abaixo daquela determinada pela ECPR. O mesmo ocorrerá se a entrante possuir altos custos de entrada. Portanto, quando as hipóteses adotadas pela teoria dos mercados contestáveis não são compatíveis com a realidade, a ECPR não é mais válida.

Outro ponto que faz com que o uso da ECPR não seja eficiente é a presença de rendas de monopólio na regulação da tarifa final praticada pela concessionária. Quando a concessionária exerce poder de mercado e possui uma tarifa acima daquela obtida, hipoteticamente, em um mercado competitivo, uma entrante que utiliza a rede dessa concessionária deverá, segundo a ECPR, ressarcir os lucros perdidos devido à redução nas vendas da concessionária. A questão é que esse custo de oportunidade inclui a renda de monopólio da concessionária, de forma que o uso da ECPR para o cálculo da tarifa de acesso permitirá que a concessionária continue a receber lucros extraordinários. Além disso, muitas firmas eficientes deixarão de entrar no mercado porque a tarifa de acesso será mais elevada do que a eficiente.

Também criticando a ECPR, Economides & White (1995), que analisaram a adoção dessa regra quando o preço do produto final da concessionária está acima de todos os custos marginais relevantes, concluíram que a sua utilização excluirá firmas rivais ineficientes, porém a presença dessas firmas no mercado poderia gerar benefícios sociais líquidos superiores aos custos da ineficiência da firma entrante, em virtude de uma redução nos preços.

Entretanto, segundo Baumol & Sidak (1994), no caso onde há o poder de mercado da concessionária, embora o uso da ECPR reduza a capacidade da entrante em promover a competição e levar os preços finais a níveis competitivos, o vilão não é a ECPR. O problema foi permitir que a concessionária cobrasse preços de monopólio no produto final. Nesse sentido, a adoção da ECPR só será eficiente se, paralelamente, for adotada uma regulação do preço final que também seja eficiente, não permitindo rendas de monopólio.

### 3.1.1.1. A ECPR por Armstrong *et al.* (1996)

Armstrong *et al.* (1996) analisaram a noção do custo de oportunidade da ECPR, considerando algumas possibilidades de variações nas condições de oferta e demanda, tais como possibilidade de atalho na rede e diferenciação de produto. Desta forma, foi desenvolvido um modelo mais amplo, que pudesse tornar a ECPR válida mesmo quando não há simetria de custos e de demanda entre concessionária e a entrante.

Nesse modelo, a competição é dada pela concessionária ( $I$ ) e por uma franja de entrantes ( $E$ ), ambas fornecendo apenas um produto final. Assume-se a possibilidade de diferenciação do produto e os insumos - acesso e produto final - não precisam necessariamente ser combinados em proporções fixas. Isto porque, embora o acesso às redes de distribuição possa ser obtido através da incumbente, há a possibilidade de *bypass*<sup>9</sup>, além da possibilidade da entrante construir redes em paralelo às redes da concessionária.

Ao assumir que a competição é dada por uma franja de entrantes, o preço do produto da franja será igual ao seu custo marginal, onde  $P$  e  $p$  são os preços da concessionária e da entrante, respectivamente. O excedente do consumidor para os dois preços é  $v(P, p)$ , de maneira a satisfazer as condições de envelope:

$$vp(P, p) = -X(P, p); \quad vp(P, p) = -x(P, p) \quad (3)$$

Onde:  $X$  = função de demanda da concessionária;

$x$  = função de demanda da franja.

Portanto, a firma entrante ( $j$ ) pode obter algum acesso independentemente de  $I$ , e também tem a possibilidade de substituição entre os insumos. Seu custo marginal é denominado  $c_2$  e a tarifa de acesso por unidade,  $a$ , é uniforme. Além disso, tem-se que a entrante não possui custo fixos de entrada, isto é,  $c(0) = 0$ .

A franja irá maximizar seus lucros, primeiro minimizando os custos totais para um dado nível da produção final  $s$ , para depois escolher a produção total,

---

<sup>9</sup> Atalho

lembrando que os preços do produto final e da tarifa de acesso são dados. Desta forma, tem-se a seguinte função de maximização de lucros:

$$\pi(p, a) \equiv \max_{s \geq 0} : \left\{ ps - \min \left\{ \sum e^j(s^j, a) \mid \sum s^j = s \right\} \right\} \quad (4)$$

Onde:  $e^j(s, a)$  = função de custo total da entrante  $j$ , de maneira que  $e^j(s, a) = z^j(s, a)$ , quando  $z^j(s, a)$  demonstra a escolha de minimização dos custos do acesso fornecido pela concessionária para a firma  $j$ .

Considerando a franja como uma firma tomadora de preços e com gastos em função de  $e$ , tem-se:

$$\pi(p, a) = \max_{s \geq 0} : ps - e(s, a) \quad (5)$$

Para que a demanda por acesso seja igual à  $z(s(p, a), a)$  e a função de demanda satisfaça  $s_p \geq 0$  e  $s_a \leq 0$ , dado  $(P, a)$ , as condições de envelope são:

$$\pi_p(p, a) \equiv s(p, a); \quad \pi_a(p, a) \equiv -z(s(p, a), a) \quad (6)$$

Onde:  $s(p, a)$  = função de oferta do produto final da franja; e

$z(s, a) \equiv e_a(s, a)$  = demanda da franja por acesso condicionada a uma produção  $s$ .

Quanto à concessionária,  $C(q, z)$  é sua função de custo para  $q$  unidades de produto final ofertadas aos consumidores finais e  $z$  unidades ofertadas à franja. O custo marginal de fornecer o produto final é igual a  $(c_0 + c_1)$  e o custo marginal de fornecer o acesso, igual a  $c_0$ . O lucro da concessionária é:

$$\Pi(P, a) \equiv P \hat{X}(P, a) + a \hat{z}(P, a) - C(\hat{X}(P, a), \hat{z}(P, a)) \quad (7)$$

Onde:  $\hat{X}(P, a)$  = a demanda em equilíbrio do produto final da concessionária, de maneira que  $\hat{X}(P, a) \equiv X(P, p(P, a))$ ; e

$\hat{z}(P, a)$  = demanda em equilíbrio por acesso, de maneira que  $\hat{z}(P, a) \equiv z(x(P, a), a)$ , onde  $x(P, a)$  é o equilíbrio da oferta e demanda da produção da franja.

O bem-estar é a soma do excedente do consumidor mais o lucro da indústria, com uma restrição de *break-even* (concessionária com receitas maiores ou iguais aos custos totais), isto é,  $\Pi \geq 0$ , onde  $\lambda \geq 0$  é o preço sombra<sup>10</sup> desta restrição. A tarifa de acesso ótima é obtida pela maximização da seguinte função objetivo:

$$W(P, a) = v(P, p) + \pi(p, a) + (1 + \lambda)\Pi(P, a) \quad (8)$$

As condições de primeira ordem para  $P$  e  $a$  são:

$$-(P - (c_0 + c_1))\hat{X}_p - (a - c_0)\hat{z}_p = \theta \hat{X} \quad (9)$$

$$-(P - (c_0 + c_1))\hat{X}_a - (a - c_0)\hat{z}_a = \theta \hat{z} \quad (10)$$

Onde:

$$\theta = \frac{\lambda}{(1 + \lambda)} \geq 0 \quad (11)$$

Caso não seja aplicada a restrição de *break-even* nas equações acima, de forma que  $\theta$  seja igual a zero, tem-se que  $P = c_0 + c_1$ ; e  $a = c_0$ . A função de custos da concessionária permite, então, que os preços sejam fixados iguais aos seus custos marginais, sem causar prejuízos a firma, atendendo assim à condição de *first-best*, na

<sup>10</sup> Em um problema de maximização sujeita a uma restrição, o preço sombra da restrição é a quantidade

que a função objetiva da maximização aumentaria com o relaxamento de uma unidade da restrição.

qual a eficiência produtiva e alocativa são garantidas e o bem-estar social é maximizado. Nesta situação, pode-se dizer que a tarifa de acesso é baseada no custo e, através da condição de segunda ordem da função objetivo, ela é igual à:

$$a = c_0 + \sigma(P - c_0 - c_1) \quad (12)$$

Onde

$$\sigma = \frac{\hat{X}_a}{-Z_a} \quad (13)$$

Segundo Armstrong, Doyle e Vickers, a fórmula acima pode ser vista como uma ECPR quando interpretada de maneira adequada. O primeiro termo do lado direito é o custo direto de se prover o acesso e o segundo termo é o custo de oportunidade da concessionária em prover uma unidade marginal de acesso à entrante.

A variável  $\sigma$  foi denominada de *displacement ratio*, onde  $\sigma > 0$ . Ela é a variação na venda do produto final da concessionária dividido pela variação na venda de acesso à franja quando a tarifa de acesso é alterada um pouco. Assim, o *displacement ratio* representa o quanto de vendas a concessionária perde quando oferece acesso às firmas rivais.

Para que fosse possível a análise das condições de demanda e oferta sobre o cálculo da tarifa de acesso ótima, os autores separaram o *displacement ratio* em dois termos:

$$\sigma = \sigma_d \times \sigma_s; \sigma_d = \frac{X_p}{-x_p}, \sigma_s = \frac{\hat{x}_a}{Z_a} \quad (14)$$

Onde:  $\sigma_d$  = possibilidade de substituição pelo lado da demanda; e

$\sigma_s$  = possibilidade de substituição pelo lado da oferta.



Quando não há a possibilidade de substituição pelo lado da oferta,  $\sigma_s \equiv 1$ . Esta situação é obtida quando os insumos são combinados em proporções fixas, isto é, a entrante precisa de uma unidade de acesso fornecida pela concessionária para cada unidade de produto final produzido por ela. Portanto, o acesso só pode ser adquirido através da concessionária, não havendo a possibilidade de *bypass* ou de duplicação da rede pela entrante. Em relação à possibilidade de substituição pelo lado da demanda, temos  $\sigma_d \equiv 1$  quando o produto da franja e o produto da concessionária são perfeitamente substitutos.

Desta forma, quando não há a possibilidade de substituição pelo lado da oferta e o produto da franja e da concessionária são perfeitamente substitutos, tem-se que  $\sigma \equiv 1$ . Sob essas condições, a tarifa de acesso passa a ser dada apenas pela seguinte equação:

$$a = [c_0] + [P - (c_0 + c_1)] \quad (15)$$

A equação (15) foi definida pelos autores como uma regra da margem, pois  $P - a$  deve ser igual a  $[c_0 + c_1 - c_0]$ . Como  $c_0$  é o custo marginal de prover o acesso e  $(c_0 + c_1)$  o custo de fornecer o produto final ao consumidor, então  $[c_0 + c_1 - c_0]$  é o custo marginal da concessionária na atividade competitiva. Concluiu-se, então, que o preço do produto final menos a tarifa de acesso deve ser igual ao custo marginal da concessionária na atividade competitiva.

Para os casos nos quais a concessionária possui retornos crescentes, é preciso que a restrição de *break-even* seja utilizada para se obter o ótimo social, de maneira que  $\theta$  seja maior que zero. O ponto de eficiência ocorrerá com a fixação da tarifa de acesso em um valor superior ao custo do mesmo:

$$a > P - [c_0 + c_1 - c_0] > c_0 \quad (16)$$

Desta maneira, quando há a restrição orçamentária da concessionária, deve-se introduzi-la no cálculo da tarifa de acesso ótima, resultando em uma tarifa de acesso superior àquela preconizada pela ECPR. A restrição orçamentária foi introduzida no modelo através de um termo de Ramsey, obtendo a seguinte equação:

$$a = c_0 + \sigma(P - c_0 - c_1) + \frac{\theta z}{\lambda} \quad (17)$$

Esta fórmula geral considera a possibilidade de substituições pelo lado da oferta e da demanda, e a restrição orçamentária da concessionária, sendo que o *displacement ratio* determina o quanto a concessionária perde de lucro quando fornece acesso à entrante; e o termo de Ramsey considera a resposta diferenciada da demanda em relação às mudanças de preços.

Quando há a possibilidade de substituição pelo lado da oferta ou da demanda, a tarifa de acesso deve ser mais baixa que a determinada pela ECPR, uma vez que o custo de oportunidade da concessionária torna-se mais baixo. Isto porque as variáveis que constituem o *displacement ratio*, grau de diferenciação do produto e oportunidade de atalho ou duplicação da rede, determinam  $\sigma < 1$ .

Por exemplo, quando há a diferenciação de produtos, cada unidade de acesso vendida à rival não reduz a demanda da concessionária em uma unidade. Além disso, a tarifa de acesso deve ser mais baixa no caso de possibilidade de atalho e duplicação da rede, evitando que haja incentivos para a fuga de consumidores que contribuem com o pagamento dos custos fixos da rede.

A regulação do acesso pode evitar a duplicação da rede de duas maneiras. A primeira seria através da legislação e a segunda, através do valor da tarifa de acesso. Quando a legislação proíbe a possibilidade de duplicação, perde-se o incentivo à minimização dos custos de rede da concessionária, mas em contra partida, a tarifa de acesso não terá seu valor reduzido com o objetivo de evitar o déficit orçamentário da concessionária.

Porém, quando a legislação permite a duplicação da rede, a determinação da tarifa de acesso se torna mais complicada porque ao mesmo tempo em que a tarifa de acesso deve ser baixa o suficiente para evitar a fuga dos consumidores, ela também deve ser alta o suficiente para evitar a entrada de firmas ineficientes. Uma solução para este problema é o desconto na tarifa de acesso dado para aqueles consumidores que mais facilmente podem duplicar a rede, geralmente os grandes consumidores.

Por outro lado, a tarifa de acesso deve ser alta para os pequenos consumidores, de forma a evitar a entrada ineficiente.

Entretanto, fica claro que há problemas distributivos envolvidos nesta política de acesso, já que os pequenos consumidores estarão pagando muito mais pelo acesso do que os grandes consumidores. Outra preocupação é analisar o nível de desconto fornecido na tarifa de acesso aos grandes consumidores e como isso poderá afetar a competição efetiva nos segmentos onde ela deve ser implementada. Além disso, a queda no valor da tarifa de acesso poderá criar problemas orçamentários para a concessionária. Como resposta, ela deverá aumentar seus preços no segmento competitivo, resultando em uma queda da sua participação no mercado competitivo.

### **3.1.2. Estrutura tarifária: os preços de Ramsey-Boiteux**

No setor elétrico, pode-se dizer que existem consumidores distintos - residencial, comercial e industrial – que valorizam o uso da energia elétrica de maneira diferente, pois, para cada um deles, a energia elétrica possui um valor econômico. Neste caso, os preços da eletricidade devem refletir esta diferença.

Além disso, o setor de distribuição apresenta custos fixos altos. Se a tarifa de acesso foi estabelecida como igual ao custo marginal de distribuição, somente os custos variáveis serão recuperados, fazendo com que a distribuidora apresente déficit em seu orçamento. Então, para que a restrição orçamentária da distribuidora seja respeitada, é preciso que a tarifa de acesso seja igual ao custo médio de distribuição, resultando em um valor superior ao custo marginal ( $a > c_0$ ) e alcançando assim o *second best*.

Considerando as diferenças entre os usos da eletricidade e os custos altos de distribuição, o *second best* para a tarifa de acesso às redes de distribuição é fornecido pela precificação de Ramsey-Boiteux, na qual os preços devem refletir o custo marginal e as elasticidades da demanda, além de minimizar as distorções da tarifação pelo custo marginal e garantir que os custos fixos sejam cobertos.

Em Laffont & Tirole (2000), é construído um modelo de tarifação de acesso considerando os preços de Ramsey-Boiteux. No modelo, são considerados três mercados finais distintos: a rede estipulada como 0, o segmento competitivo da

incumbente estipulado como 1, e o segmento competitivo da entrante estipulado como 2. Assim,  $c$  é o custo marginal de produção no mercado final  $i$ ;  $q$  é a quantidade ofertada ao consumidor final; e  $p_i$  é o seu preço correspondente. A quantidade final da atividade de rede é  $Q = q_0 + q_1 + q_2$ .

Todas as atividades possuem retornos constantes de escala, exceto a atividade de rede que possui um custo fixo igual a  $F$ . A função de custo para a rede é igual a  $C_0 = c_0 Q + F$ ; o custo para a atividade 1 da incumbente é  $C_1 = c_1 q_1$ ; e o custo da entrante é  $C_2 = c_2 q_2$ . O lucro da indústria é igual a:

$$\pi(p_0, p_1, p_2) = (p_0 - c_0)q_0 + (p_1 - c_1 - c_0)q_1 + (p_2 - c_2 - c_0)q_2 - F \quad (18)$$

Como nos demais modelos, o regulador deve estabelecer todas as tarifas de forma a maximizar o bem-estar social, determinado pela soma do excedente do consumidor e dos lucros da indústria, sujeito a um restrição de *break-even*. Desta forma, o regulador deve maximizar a seguinte função objetiva:

$$\max_{\{p_0, p_1, p_2\}} \{S_0(p_0) + S_1(p_1, p_2) + \pi(p_0, p_1, p_2)\} \quad (19)$$

sujeito a  $\pi(p_0, p_1, p_2) \geq 0$

Onde:  $S_0(p_0)$  e  $S_1(p_1, p_2)$  são os excedentes do consumidor para a atividade de rede e para a atividade competitiva exercida pela incumbente e pela entrante, respectivamente.

Sendo  $\lambda$  denominado o preço-sombra da restrição orçamentária da incumbente, os preços ótimos são iguais aos custos marginais na ausência de custos fixos, porque o preço-sombra neste caso é igual a zero. Mas, os preços-sombra são estritamente positivos quando a incumbente possui custos fixos e, neste caso, obtêm-se os seguintes preços ótimos:

$$\frac{p_0 - c_0}{p_0} = \frac{\lambda}{I + \lambda \hat{\eta}_0} I \quad (20)$$

$$\frac{p_1 - c_0 - c_1}{p_1} = \frac{\lambda}{I + \lambda \hat{\eta}_1} I \quad (21)$$

$$\frac{p_2 - c_0 - c_2}{p_2} = \frac{\lambda}{I + \lambda \hat{\eta}_2} I \quad (22)$$

Onde  $\hat{\eta}_i$  são as "superelasticidades", que são elasticidades da demanda modificadas de forma a refletir a possibilidade de substituição e a complementaridade dos bens. Assim, elas refletem o impacto total da variação no preço do produto sobre o lucro da incumbente. Quando as demandas por dois produtos são independentes, as superelasticidades são iguais às elasticidades normais. Mas quando os bens são substitutos, as superelasticidades possuem um valor menor que as elasticidades ordinárias  $\left( \hat{\eta}_i \leq \eta_i = \left| \frac{\partial q_i / q_i}{\partial p_i / p_i} \right| \right)$ , pois se uma tarifa

de acesso menor eleva as vendas do produto final das competidoras, o lucro da incumbente no segmento de rede cairá juntamente com os lucros no segmento competitivo, e a sua capacidade para cobrir os custos fixos da rede também diminuirá. Desta forma, a tarifa de acesso deve levar em conta a perda no lucro da incumbente tanto no setor monopolizado quanto no setor competitivo através do uso das superelasticidades. Uma superelasticidade menor gera uma tarifa de acesso maior. Em relação à complementaridade, se dois bens são complementares, as suas superelasticidades são maiores que as elasticidades ordinárias.

A tarifa ótima de acesso pode ser determinada de forma a tornar o lucro econômico da entrante igual a zero, isto é,  $a = p_2 - c_2$ . Então, a tarifa de acesso pode ser descrita como:

$$a = c_0 + \frac{\lambda p_2}{I + \lambda \eta} \quad (23)$$

Pode-se dizer então que a tarifa ótima de acesso é dada pelo custo direto do acesso mais um termo de Ramsey modificado, onde a tarifa dependerá das condições de oferta e de demanda, além dos preços do produto final.

A estrutura tarifária ótima de acesso mostra que a porcentagem de *markup* sobre o custo marginal é inversamente relacionada com a elasticidade da demanda. Portanto, consumidores com demanda inelástica devem pagar uma tarifa de acesso de uso das redes de distribuição com um *markup* mais elevado do que os consumidores com demanda elástica, de forma a contribuírem com o pagamento dos custos fixos da distribuidora, porque, conforme Laffont & Tirole (2000), não é eficiente estabelecer um alto *markup* sobre os custos marginais quando isto induz os consumidores a comprar eletricidade de um competidor menos eficiente.

Além disso, quanto maior for a restrição orçamentária da incumbente  $\left( \frac{\lambda}{I + \lambda} \right)$ , maior também será a tarifa de acesso. Entretanto, quando se determina a tarifa, primeiramente é preciso analisar a fonte deste déficit, tais como universalização do serviço e subsídios a consumidores de baixa renda, e depois verificar se existem alternativas para cobrir este déficit.

Desta forma, pode-se ressaltar que o grande ponto positivo de se utilizar a precificação de Ramsey-Boiteux é a sua eficiência alocativa, já que o nível da produção não mudará muito, porque o maior *markup* será cobrado daquele que possui uma menor elasticidade. Também pode-se destacar como ponto positivo, a sua aderência em relação às estruturas de mercado, pois os preços de Ramsey-Boiteux levam em consideração a possibilidade de atalho e de *cream-skimming*, que nestes casos, tornam a elasticidade da demanda maior, e portanto, uma tarifa de acesso menor.

### **3.1.2.1. As implicações da precificação de Ramsey-Boiteux**

Como a estrutura tarifária de acesso ótima é dada tanto pelo custo quanto pela demanda, Laffont & Tirole (2000) levantaram algumas implicações. A primeira delas trata da discriminação de preços de terceiro grau no segmento competitivo, isto é, há diferentes tarifas para os diferentes consumidores. Como já exposto, quanto mais alta for a elasticidade da demanda menor deverá ser a tarifa de acesso.

Se a incumbente possui uma estrutura tarifária onde há subsídios cruzados, tendo um segmento mais lucrativo que o outro, então é neste segmento que as firmas entrantes atuarão, praticando o *cream-skimming*. Para evitar que esta porção dos consumidores migre para a firma entrante e com isso aumente o déficit orçamentário da incumbente, a tarifa de acesso deverá ser maior.

Além disso, a tarifa de acesso deve considerar o período do dia em que a rede está sendo utilizada, de forma a refletir a capacidade da rede e os custos de congestionamento que são impostos à incumbente. Como muitas vezes a própria tarifa final da incumbente reflete os custos de congestionamento, a tarifa de acesso também deve ser maior nos períodos de pico, evitando que as firmas entrantes sobre-utilizem a rede neste horário e que novos investimentos desnecessários em expansão da rede sejam realizados.

### **3.1.2.2. Críticas em relação à precificação de Ramsey-Boiteux**

A necessidade informacional é uma das críticas feitas em relação à aplicação dos preços de Ramsey-Boiteux na regulação da tarifa de acesso porque o regulador precisa ter o conhecimento das funções de custos da incumbente, além das condições de demanda. Mas, para Laffont & Tirole (2000), esta crítica não é convincente, já que o mercado não regulado utiliza os preços de Ramsey-Boiteux. Uma alternativa que pode ser adotada para solucionar o problema de assimetria de informação é a descentralização da tarifação do acesso, onde o "operador" tem a flexibilidade de determinar a estrutura tarifária através de preços-tetos, por exemplo.

Os aspectos distributivos dos preços de Ramsey-Boiteux também são criticados. Pelo preços de Ramsey-Boiteux, um consumidor deve subsidiar o outro,

de maneira que o consumidor que possui uma demanda pouco elástica subsidie o consumidor com uma demanda alta. O problema surge quando consumidores de baixa renda subsidiam os consumidores de alta renda, ou até mesmo quando os consumidores residenciais subsidiam as indústrias eletro-intensivas. Assim, a questão dos impactos distributivos deve ser considerada quando adotado o método de Ramsey-Boiteux para o cálculo da tarifa ótima de acesso.

Além da barreira política decorrente dos aspectos distributivos, a implementação dos preços de Ramsey-Boiteux muitas vezes enfrenta barreiras legais. Em alguns países, a discriminação de preços entre diferentes segmentos de mercado é proibida de acordo com a legislação anti-truste que garante preços não discriminatórios.

### **3.1.3. Tarifa de acesso e a informação assimétrica**

Como visto nas seções anteriores, tanto a ECPR quanto os preços de Ramsey consideram um modelo onde há a informação perfeita, de maneira que o regulador seja capaz de observar corretamente todos os custos da firma regulada. Entretanto, a questão da informação assimétrica e dos incentivos à minimização dos custos da incumbente é relevante para o estudo da tarifação de acesso às redes de distribuição, visando à análise dos impactos da seleção adversa e do risco moral sobre a tarifa ótima, já que dificilmente o regulador possui informação perfeita.

Segundo Laffont & Tirole (1993), a informação assimétrica é produzida provavelmente pelas diferentes possibilidades tecnológicas da firma e dificuldades de implementação de certas tarefas produtivas. A seleção adversa ocorre quando a firma tem mais informações que o regulador sobre algumas variáveis exógenas. Como a firma regulada é melhor informada em relação aos seus custos futuros e a sua tecnologia produtiva, a agência reguladora sofrerá do problema de seleção adversa quando contratar o serviço da firma, uma vez que ela não saberá a eficiência real da tecnologia adotada pela firma. Desta forma, a seleção adversa é considerada como um problema pré-contratual.

Já o risco moral refere-se às variáveis endógenas que não são observadas pelo regulador, como ações discricionárias que afetam a função de custos de produção da



firma, por exemplo a intensidade do trabalho ou uma má gerência. Neste caso, o regulador não é capaz de observar o desempenho baixo da firma regulada e, portanto, o risco moral é dado pelas decisões pós-contratuais tomadas pela firma em relação ao seu esforço em reduzir custos e ser eficiente.

Assim, a regulação por incentivos foi criada com o objetivo de fornecer incentivos de minimização de custos para a firma regulada, em um contexto onde o regulador tem pouca informação sobre o esforço da firma em reduzir custos e a eficiência da tecnologia adotada.

Quando o mercado é caracterizado pela presença da informação assimétrica, pode-se dizer que a regulação irá se defrontar com a existência de um *trade-off* entre a provisão de incentivos e a extração de renda (Laffont & Tirole, 2000). Isso ocorre porque há duas possibilidades de regulação, uma com altos incentivos à redução de custos, mas que em determinadas circunstâncias pode fornecer uma renda muito alta à empresa regulada, e outra com baixos incentivos à redução de custos, mas que é capaz de extrair a renda da firma regulada.

Os contratos de preços fixos, onde a firma regulada recebe um pagamento fixo pelo seu serviço, são considerados como um método de alto incentivo à minimização dos custos, porque a firma que reduzir os seus custos possuirá lucros maiores. Já os contratos pelo custo, onde a firma recebe pelo seu serviço justamente o que gastou, são considerados como métodos de baixo incentivo, pois o lucro da firma regulada não será afetado pelo nível dos custos. Mas, por outro lado, este tipo de contrato é capaz de limitar a renda da firma.

A escolha do tipo de contrato que deve ser aplicado depende da característica da informação assimétrica presente no mercado. Em uma situação onde não há o problema da seleção adversa, a agência reguladora poderá escolher um contrato com preço fixo. Como a tecnologia de produção é conhecida, a agência determinará o preço mais baixo que garanta uma remuneração adequada à firma, ao mesmo tempo em que incentiva a redução dos custos, resolvendo o problema do risco moral.

No caso onde há o problema da seleção adversa sem o risco moral, o regulador poderá escolher um contrato pelo custo do serviço. Caso fosse determinada a aplicação de um contrato com preço fixo, o regulador que desconhecesse a função de produção da firma teria que determinar o preço de acordo com a tecnologia mais

cara. O resultado seria um preço muito alto, capaz de fornecer um lucro extraordinário à firma.

Entretanto, quando a indústria é caracterizada pela presença tanto da seleção adversa quanto do risco moral, o regulador se defrontará com o *trade-off* entre incentivos à minimização dos custos e a extração de renda. O contrato de preço fixo fornecerá incentivos para a minimização de custos, mas em contra partida, também poderá garantir uma renda muito alta à firma, devido à seleção adversa.

Imagine que a firma possua uma tecnologia de produção eficiente, só que o regulador não tem esta informação e estipula uma tarifa alta, imaginando que a firma possui uma tecnologia menos eficiente e com custos mais altos. Neste caso, a firma regulada obterá uma renda muito alta. Em uma situação oposta, se o regulador determinar o uso de um contrato pelo custo do serviço, a firma não terá a possibilidade de obter o mesmo lucro extraordinário dos contratos de preço fixo, mas também não terá incentivos para minimizar os custos.

A questão dos incentivos vem sendo muito estudada e também aplicada na regulação do preço do serviço final em várias indústrias de inúmeros países. Um exemplo é o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, onde é utilizado o método de *price-cap*. Mas o problema dos incentivos também deve ser analisado no âmbito das tarifas de acesso às redes de distribuição.

#### 4. ANÁLISE DAS METODOLOGIAS DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Na prática, há duas formas de se calcular as tarifas de uso dos sistemas de distribuição: o método *top-down* e o método *bottom-up*. Pelo método de *top-down*, as tarifas de uso do sistema de distribuição são calculadas a partir do valor da tarifa de fornecimento em vigor, que inclui todos os custos da cadeia produtiva de energia elétrica (geração, transmissão, distribuição e comercialização). Neste caso, a TUSD é obtida através da subtração dos custos não relativos à atividade de distribuição do valor da tarifa de fornecimento. Já no método de *bottom-up*, a TUSD é determinada pelo valor dos custos verificados na atividade de distribuição, de forma que o valor da tarifa de fornecimento não exerça influência.

**TABELA 2 – Método de *top-down* e *bottom-up***

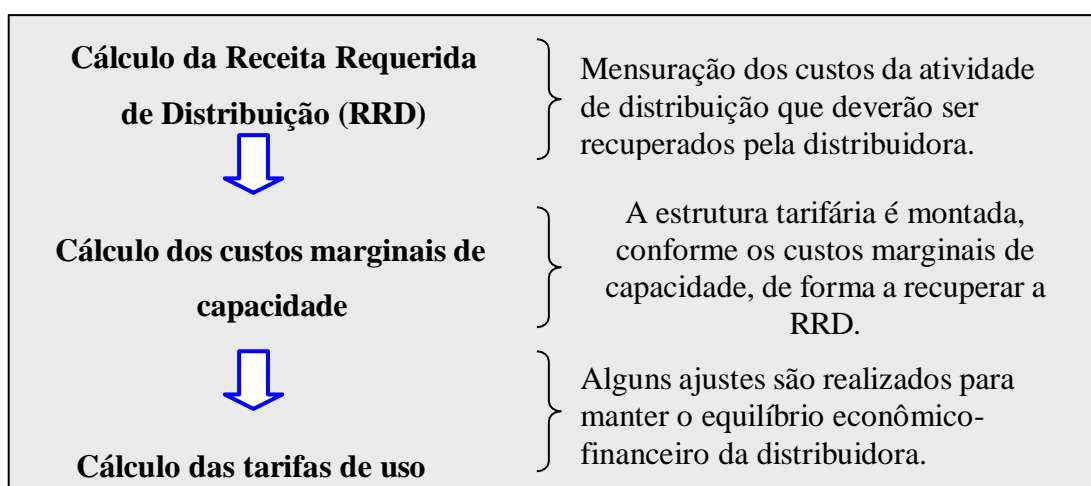
| <b>Método <i>top-down</i></b>   | <b>Método <i>bottom-up</i></b>       |
|---|--------------------------------------|
| <i>TUSD = tarifa de fornecimento - (custos de geração, transmissão e comercialização)</i> | <i>TUSD = custos de distribuição</i> |

Até o início de 2003, a metodologia de *top-down* vigorou, de forma provisória, com base nas Resoluções ANEEL nº 286/1999 e nº 594/2001, pois, até então, os custos específicos relativos à atividade de distribuição não eram estimados. Entretanto, quando as revisões tarifárias periódicas passaram a ser realizadas, estes custos começaram a ser estimados pela ANEEL, permitindo que a metodologia de

cálculo da TUSD fosse modificada para o método de bottom-up, sendo estabelecido pela Resolução ANEEL nº 152/2003.

Os métodos top-down e bottom-up, aplicados pela ANEEL, apresentam três etapas: cálculo da receita requerida de distribuição (RRD), cálculo dos custos marginais de capacidade e cálculo das tarifas de uso. Assim, ambos os métodos possuem as mesmas etapas, fazendo com que suas aplicações sejam próximas. Na primeira etapa, cálculo da RRD, são mensurados os custos da atividade de distribuição, que deverão ser remunerados.

Na segunda etapa da determinação da TUSD, cálculo dos custos marginais de capacidade, a estrutura tarifária é montada de forma a recuperar a RRD quando aplicada ao mercado de referência de potência e de energia. Já na última etapa, alguns procedimentos são adotados, visando manter o equilíbrio econômico- financeiro das distribuidoras.



**Figura 2 - Etapas de cálculo das TUSD**

Fundamentalmente, a diferença entre o método de *top-down* e *bottom-up* reside na forma como a RRD é calculada. Pelo método *top-down*, a receita requerida é calculada pela subtração dos custos - não relativos à atividade de distribuição - da receita global obtida pela aplicação das tarifas de fornecimento sobre o mercado de referência. Já pelo método de *bottom-up*, a receita requerida de distribuição é calculada com base nos custos operacionais eficientes e na remuneração de investimentos prudentes à atividade de distribuição, obtidos no processo de revisão tarifária da distribuidora. Quanto aos procedimentos adotados para a definição dos

custos marginais de capacidade, estes são iguais nos métodos *top-down* e *bottom-up*. Nessa fase, o custo que cada grupo de consumidor produz à rede elétrica é verificado através dos custos marginais de expansão e da responsabilidade de cada um deles perante a expansão da rede, para que se possa montar uma estrutura tarifária na qual cada consumidor pague pelos custos que gerou.

É importante ressaltar que todas as etapas do cálculo da TUSD são decisivas para que a eficiência econômica seja alcançada. O valor obtido para a RRD determinará o nível tarifário das TUSDs, já que quanto maior for o seu valor, maior será o valor da TUSD. Se os custos de distribuição (RRD) forem mensurados acima dos custos eficientes, a TUSD terá um valor acima do nível ótimo. Nessa situação, poderá não ser vantajoso para um consumidor potencialmente livre contratar energia elétrica de um gerador, mesmo que este gere a um custo mais baixo que a energia comercializada pela concessionária.

Além disso, o nível tarifário também tem conseqüências sobre o uso eficiente da rede e o nível de investimentos realizados, pois uma TUSD muito baixa poderá incentivar uma sobreutilização da rede, ao mesmo tempo em que desencoraja os investimentos.

A definição da estrutura tarifária, por sua vez, tem implicações sobre o uso eficiente da rede, na medida em que é ela quem sinaliza os custos de distribuição de cada grupo de consumidor. Quando a estrutura tarifária não está alinhada com os custos verdadeiros de cada grupo, há a possibilidade de ocorrer o problema de *cream-skimming*, como já mencionado no Capítulo 3.

Na última etapa de cálculo da TUSD, quando são realizados alguns ajustes necessários, estabelece-se a razão entre a tarifa de uso a ser praticada no horário de ponta do sistema e no horário fora de ponta. É essa razão que fornecerá sinais para que o consumidor module o uso da energia elétrica no decorrer do dia, incentivando o consumo no período fora de ponta, para que investimentos em rede de distribuição possam ser evitados. Esse incentivo é dado mediante uma TUSD mais elevada para o período de ponta que para fora de ponta.

De forma geral, a regulação econômica deve analisar duas situações - a migração de consumidores potencialmente livres para a condição de livres e a

migração de consumidores para outro ponto de conexão - considerando a possibilidade de desvios não econômicos, a presença de subsídios cruzados, os custos irrecuperáveis da atividade e a condição de equilíbrio econômico-financeiro da concessionária.

Quando a tarifa de uso não está aderente aos custos de distribuição, de forma que, por exemplo, alguns custos são alocados somente aos consumidores cativos, há um incentivo à migração de consumidores potencialmente livres para a situação de livres, pois obterão uma tarifa de uso mais baixa, sem que esta reflita os custos da atividade de distribuição. Nessa situação, há um incentivo não eficiente à migração dos consumidores, ao mesmo tempo em que custos encalhados poderão ser imputados à concessionária, impactando negativamente seu resultado econômico, conforme Figura 3.

| <b>Matriz de Situação</b>   | <b>Quando o desvio não econômico ocorre</b>   | <b>Resultado econômico da distribuidora</b>  |
|---|---|--|
| Migração de consumidor na situação de potencialmente livre para livre | Custos são alocados indevidamente apenas aos consumidores cativos   | Custos encalhados são imputados à distribuidora e seu resultado econômico será prejudicado |
| Migração de consumidor para outro ponto de conexão                    | Custos são alocados em diferentes proporções nos subgrupos tarifários, sem que guardem coerência com os custos que cada subgrupo produz |  |

**Figura 3 - Matriz de situação em relação à possibilidade de migração de consumidores**

A outra migração possível refere-se à situação onde consumidores são incentivados, de forma ineficiente, a mudarem de ponto de conexão, com a finalidade de obterem uma tarifa de acesso mais baixa, e ocorre quando as tarifas de uso dos diferentes subgrupos tarifários não estão aderentes aos custos respectivos. Se, por exemplo, algum custo for alocado indevidamente, em uma proporção maior, em apenas um subgrupo tarifário, os consumidores pertencentes a esse subgrupo poderão migrar para outro ponto de conexão, visando evitar o seu pagamento. Novamente, a

concessionária poderá apresentar custos encalhados e seu resultado econômico será prejudicado.

Assim, para que a tarifa de uso possa gerar eficiência econômica, o método adotado pela ANEEL deverá ser capaz de estimar corretamente os custos da atividade de distribuição; os custos marginais de capacidade deverão exprimir os custos reais de cada grupo de consumidor; e a relação entre a TUSD de ponta e fora de ponta terá que incentivar a modulação do consumo de energia elétrica para que se minimize a necessidade de investimentos na rede. Além disso, a aplicação da tarifa de uso deve tornar o resultado econômico da distribuidora neutro, caso um consumidor opte por contratar energia de um outro fornecedor.

#### **4.1. Metodologia da Resolução ANEEL nº 286/1999**

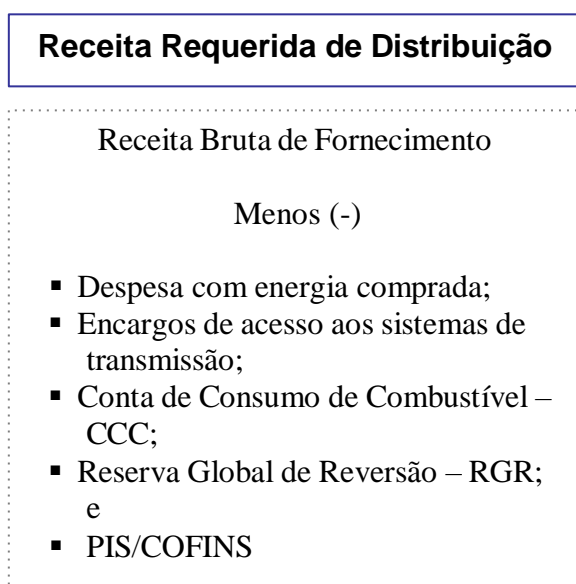
Em 1999, com a homologação da Resolução ANEEL nº 286, o método *top-down* foi adotado para o cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição. Assim, as tarifas de uso foram calculadas a partir da tarifa de fornecimento pois os custos da atividade de distribuição não eram estimados especificamente. Entretanto, esse não foi o único motivo que impulsionou a adoção do método *top-down*. Como as tarifas de fornecimento já possuíam um valor previamente determinado, o método escolhido deveria utilizar o valor dessas tarifas para que não houvesse um distanciamento entre o valor da tarifa de fornecimento e a tarifa de uso.

Além disso, a adoção do método *top-down* teve como finalidade permitir uma transição gradual entre a estrutura das tarifas de fornecimento vigentes naquela época, e as tarifas para cada atividade distinta (geração, transmissão, distribuição e comercialização) que passariam a vigorar. Dessa forma, os consumidores não sofreriam, inicialmente, com uma elevação do nível tarifário, enquanto que as distribuidoras não apresentariam um desequilíbrio econômico-financeiro.

Como já mencionado, o primeiro passo para a definição da TUSD é o cálculo da receita requerida de distribuição. Pelo método de *top-down*, os procedimentos básicos de cálculo da RRD são: Cálculo da receita bruta de fornecimento; subtração dos custos não relativos à atividade de distribuição; separação contábil das atividades

de distribuição e comercialização; e a soma dos custos e encargos referentes à parcela de distribuição.

A receita bruta de fornecimento (RBF) é obtida pela multiplicação da tarifa de fornecimento, de cada grupo tarifário, por seu respectivo mercado de referência<sup>11</sup>. Como a RBF inclui todos os custos de fornecimento de energia, para o cálculo da receita requerida de distribuição, devem, portanto, ser subtraídos todos os custos não relativos à distribuição. Dessa forma, retira-se da RBF os custos que fazem parte das atividades de geração e transmissão, como compra de energia e pagamento pelo uso do sistema de transmissão, além dos impostos que a distribuidora não paga quando deixa de distribuir a energia, conforme Figura 4.



**Figura 4 – Cálculo da Receita Requerida de Distribuição**

O resultado obtido por esta subtração é o valor dos custos da atividade de distribuição e comercialização. Como a tarifa de uso deve incorporar apenas os custos de distribuição, os custos de comercialização também devem ser subtraídos. Considerando que as distribuidoras não realizavam a separação contábil entre as atividades de distribuição e comercialização, a ANEEL estipulou a parcela relativa à atividade de comercialização em um percentual médio de 30% da receita líquida total, aplicado da seguinte forma :

---

<sup>11</sup> Mercado de referência é aquele realizado nos 12 meses anteriores ao último reajuste tarifário.



- i) 15% aplicados linearmente em todos os subgrupos tarifários ; e
- ii) 15% restantes aplicados da seguinte forma :
  - a. 4,5% aplicado ao subgrupo A2
  - b. 7,5% aplicado ao subgrupo A3
  - c. 10,5% aplicado ao subgrupo A3a
  - d. 15% aplicado ao subgrupo As
  - e. o montante residual, para alcançar o montante total de 30% de comercialização incidente sobre o conjunto de subgrupos tarifários estudados, aplicado ao subgrupo A4.

A receita requerida líquida total da atividade de distribuição é dada pela soma das parcelas de distribuição referentes aos diferentes subgrupos tarifários. Esse montante final é o custo da atividade de distribuição que será a base de cálculo da TUSD. Após o cálculo da receita requerida líquida de distribuição, é preciso que se estabeleça uma estrutura tarifária em que cada subgrupo tarifário apresente uma TUSD distinta, definida conforme os custos que os consumidores de cada um desses subgrupos geram ao sistema de distribuição. Esses custos são utilizados como ponderação da receita requerida líquida de distribuição, estabelecendo assim uma estrutura tarifária capaz de recuperá-la.

Para a definição da estrutura tarifária, a Resolução ANEEL n ° 286/1999 decidiu pela adoção de parâmetros representativos da distribuidora, limitando a variação em torno da média de um determinado intervalo.

Assim como para a definição da parcela de comercialização, a ANEEL não possuía estudos que demonstrassem os custos marginais efetivos dos consumidores de cada subgrupo tarifário. Então, visando solucionar esse problema, optou-se pela utilização dos parâmetros representativos da distribuidora.

O último procedimento adotado para o cálculo da TUSD é a adição da tarifa de uso das instalações de transmissão da Rede Básica, vinculada ao respectivo Estado da federação.

Vale ressaltar que para a definição da tarifa de uso a ser paga pelas unidades geradoras, definiu-se a adoção do menor valor de tarifa fora de ponta estabelecida para o uso específico das instalações de distribuição de cada concessionária.

#### **4.1.1. Análise da metodologia da Resolução ANEEL nº 286/1999**

A análise da metodologia de cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição, estabelecida pela Resolução ANEEL nº 286/1999, será realizada em duas etapas; a primeira refere-se ao cálculo da receita requerida de distribuição e a segunda refere-se a definição da estrutura tarifária das tarifas de uso.

##### **4.1.1.1. Receita Requerida de Distribuição**

Na definição das primeiras tarifas de uso a serem aplicadas, obtidas de acordo com a Resolução ANEEL nº 286/1999, a ANEEL não possuía as informações necessárias para a aferição exata dos custos da atividade de distribuição. Como dito anteriormente, partiu-se então dos valores praticados das tarifas de fornecimento vigentes e estabeleceu-se um percentual médio para a atividade de comercialização.

Esse procedimento, adotado para a definição das tarifas de uso, aproxima-se da regra da ECPR, a qual estabelece que a tarifa ótima de acesso deve ser igual ao preço final menos os custos incorridos nas atividades competitivas (geração e comercialização). Entretanto, pelo método da Resolução ANEEL nº 286/1999, as tarifas de acesso são obtidas através da receita de fornecimento ao invés da tarifa de fornecimento.

Assim como na regra ECPR, a metodologia adotada pela ANEEL visa garantir o nível de lucro da distribuidora, para que a entrada de uma comercializadora e a perda de um consumidor cativo não interfira na capacidade da distribuidora em recuperar os custos fixos da rede. Isto porque, ao subtraírem-se os custos não relacionados à atividade de distribuição da receita de fornecimento, as tarifas de uso estariam recuperando os custos de distribuição, bem como o lucro obtido pela distribuidora nas atividades de geração e comercialização. Adicionalmente, as tarifas de uso estariam alinhadas com as tarifas de fornecimento.

Nesse sentido, as tarifas de uso resultantes da aplicação da metodologia da Resolução ANEEL nº 286/1999 gerariam a eficiência produtiva, pois somente a comercializadora com custos mais baixos que a distribuidora, no segmento competitivo, entraria no mercado sem realizar prejuízos, já que a TUSD estaria recuperando os custos de distribuição e o custo de oportunidade da distribuidora.

Entretanto, para que a eficiência produtiva seja alcançada, duas condições devem ser atendidas:

- a tarifa de fornecimento deve sinalizar corretamente todos os custos da distribuidora: compra de energia, transmissão, custos operacionais de distribuição, remuneração dos ativos e custos de comercialização; e
- a parcela de comercialização de 30% da receita requerida líquida deve representar corretamente os custos da atividade.

Em relação à primeira condição, em uma situação onde a tarifa de fornecimento não representa os custos efetivos da distribuidora, a tarifa de acesso obtida pelo método *top-down* não conseguirá incentivar uma entrada eficiente na comercialização e na geração. Para verificar os impactos da relação entre o valor da tarifa de fornecimento e os custos da distribuidora, têm-se três situações: tarifa de fornecimento acima dos custos da distribuidora, onde essa possui lucros extra- normais; tarifa de fornecimento de acordo com os custos da distribuidora; e tarifa de fornecimento não recuperando os custos.

Se a tarifa de fornecimento gerar lucros extra-normais à distribuidora, ao se adotar o método *top-down*, a tarifa de uso será mais elevada que a eficiente porque o custo de oportunidade da distribuidora incorporará esses lucros. Nesse caso, a tarifa de uso levará muitas comercializadoras e geradoras eficientes a não conseguirem entrar no mercado.

Em situação oposta, quando a tarifa de fornecimento não cobre todos os custos da distribuidora, ao se subtrair da tarifa de fornecimento os custos das atividades competitivas, a tarifa de uso será mais baixa que os custos de distribuição, não os recuperando, principalmente os custos fixos da rede. Essa tarifa de uso mais baixa poderá provocar uma entrada excessiva, inclusive de firmas ineficientes com custos mais altos que os da distribuidora.

Já em uma situação onde a tarifa de fornecimento está casada com os custos incorridos pela distribuidora, a aplicação do método *top-down* poderá gerar a eficiência produtiva, uma vez que ao se subtrair da tarifa de fornecimento os custos da distribuidora nas atividades competitivas, a tarifa de uso incorporará corretamente os custos de distribuição e o custo de oportunidade da distribuidora.

Vale ressaltar que o fato da tarifa de fornecimento estar coerente com os custos da distribuidora não garante que a tarifa de uso, obtida pelo método de *top-down*, seja eficiente. Por exemplo, caso os custos da atividade competitiva sejam superestimados pela agência reguladora, a tarifa de acesso será mais baixa que a eficiente.

A ANEEL, ao calcular a tarifa de uso a partir da tarifa de fornecimento, considerou que essa última estava alinhada com os custos da distribuidora. Entretanto, não se pode afirmar que as tarifas de fornecimento, adotadas para o cálculo das tarifas de uso homologadas pela Resolução ANEEL nº 286/1999, fossem capazes de recuperar os custos da distribuidora de forma correta.

Até o início de 2000, em torno de quarenta distribuidoras já haviam assinado o contrato de concessão do serviço público de distribuição. Para essas distribuidoras, o contrato homologou as tarifas de fornecimento vigentes na época e as concessionárias, de acordo com a subcláusula segunda da cláusula sétima, reconheceram que as tarifas em conjunto com as regras de reajuste e revisão eram suficientes, naquela data, para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Por outro lado, em 1999, todas as distribuidoras tiveram suas tarifas reajustadas. Porém, cabe observar que apenas uma revisão tarifária periódica havia sido realizada. Assim, quando da homologação das tarifas de uso da Resolução ANEEL nº 286/1999, somente os custos da Espírito Santo Centrais Elétricas S/A – ESCELSA para compra de energia, remuneração dos investimentos e custos operacionais, dentre outros, foram analisados e considerados na definição das tarifas de fornecimento. Mesmo que, no contrato de concessão, as distribuidoras assumissem que estavam em equilíbrio econômico-financeiro, apenas no processo de revisão tarifária periódica, os custos efetivos da distribuidora seriam verificados.

Não se pode afirmar se as tarifas de fornecimento praticadas em 1999 estavam, ou não, coerentes com os custos efetivos da distribuidora. Cada distribuidora apresentava uma realidade distinta, algumas poderiam estar em equilíbrio econômico-financeiro, de forma que a tarifa de fornecimento recuperasse todos os custos, enquanto que outras não.

Nesse sentido, também não se pode afirmar que as tarifas de uso refletiam os custos de distribuição de energia elétrica, já que essas eram calculadas a partir das tarifas de fornecimento vigentes. Nos casos onde a tarifa de fornecimento cobria todos os custos da distribuidora, sem que houvesse lucros extra-normais, a tarifa de uso estaria mais próxima do custo de distribuição. Em situação oposta, dificilmente a tarifa de uso sinalizaria corretamente o custo incorrido pela distribuidora.

Além do nível da tarifa de fornecimento, o valor atribuído à parcela de comercialização também terá impacto sobre a receita requerida de distribuição a ser recuperada pelas tarifas de uso, conseqüentemente, sobre a eficiência produtiva. Se o valor estimado pela ANEEL, para a parcela de comercialização, estiver acima dos custos reais das distribuidoras, a tarifa de uso será mais baixa que a eficiente, incentivando a entrada de geradores e comercializadores ineficientes. Já, se a parcela de comercialização estimada estiver abaixo do custo da distribuidora nessa atividade, a tarifa de acesso será mais alta que a eficiente, criando barreiras à entrada de empresas nos segmentos competitivos.

O valor adotado pela Resolução ANEEL nº 286/1999, para a parcela de comercialização, foi o percentual médio de 30%. Este valor foi estimado, pois, naquela época, as distribuidoras não realizavam a separação contábil entre estas duas atividades, já que, no Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica (PCSPEE), a comercialização era considerada como uma sub-atividade da distribuição.

A ANEEL, frente à dificuldade de definir as margens reais de distribuição e comercialização, estipulou o percentual médio de 30% para a comercialização. Dessa forma, as tarifas de uso homologadas em 1999 não refletiam os custos reais de transporte de energia elétrica incorridos pelas distribuidoras, já que a mensuração exata desses custos somente pôde ser conhecida no processo de revisão tarifária periódica. Porém, até então só havia sido realizada uma revisão.

Sob esse ponto de vista, dificilmente a tarifa de uso aplicada geraria a eficiência produtiva necessária para que apenas comercializadores e geradores eficientes entrassem no mercado. Entretanto, a homologação das tarifas de uso em 1999 visou à implementação do livre acesso às redes de distribuição para possibilitar o início da competição na geração e comercialização, mesmo que os custos reais da distribuição não fossem estimados.

#### **4.1.1.2. Estrutura tarifária**

Além do cálculo da receita requerida líquida de distribuição, obtida através da subtração dos custos não relativos à atividade de distribuição e da separação da parcela de comercialização e distribuição, da tarifa de fornecimento vigente, um outro ponto que deve ser analisado é a definição da estrutura tarifária das tarifas de uso.

A estrutura tarifária é montada de forma que cada subgrupo de consumidores apresente uma tarifa de uso de acordo com os custos que cada um deles gera ao sistema elétrico. Essa estrutura tarifária, quando aplicada ao mercado de referência, deve recuperar a receita requerida de distribuição líquida obtida na primeira etapa de cálculo da tarifa de uso.

Neste caso, os consumidores são classificados de acordo com a faixa de tensão em que estão conectados, formando seis subgrupos: A1 (230 kV ou mais); A2 (88 a 138 kV); A3 (69 kV); A3a (30 a 44 kV); A4 (2,3 a 25 kV) e BT (menor que 2,3 kV). Para cada subgrupo há duas tarifas de uso, uma a ser praticada no período fora de ponta do sistema e outra para o período de ponta, ambas calculadas com base nos custos que o subgrupo de consumidor causa ao sistema e na respectiva responsabilidade sobre os custos de expansão.

Para a definição da estrutura tarifária, de acordo com a Resolução ANEEL nº 286/1999, adotaram-se parâmetros representativos, pois os custos marginais de capacidade de cada subgrupo tarifária não eram conhecidos. É importante observar que para o cálculo das tarifas de uso não foram publicados documentos que apresentassem os valores dos parâmetros representativos utilizados e como este foram obtidos. O que pôde ser constatado, ao serem observadas as tarifas

homologadas em 1999, é que cada distribuidora, mesmo que a ANEEL tenha adotado parâmetros representativos, passou a apresentar uma estrutura tarifária distinta para a TUSD, conforme Tabela 3.

**TABELA 3 – Estrutura tarifária da TUSD das concessionárias CERJ, ENERSUL e COPEL**

| EMPRESAS        | TUSD (R\$/kW) |          | Proporção entre as tarifas |          |
|-----------------|---------------|----------|----------------------------|----------|
|                 | Ponta         | F. Ponta | Ponta                      | F. Ponta |
| <b>CERJ</b>     |               |          |                            |          |
| A2 (138 a 88kV) | 4,54          | 0,67     | 13%                        | 8%       |
| A3 (69kV)       | 8,22          | 1,8      | 23%                        | 20%      |
| A3a (44 a 30kV) | 11,11         | 3,17     | 32%                        | 36%      |
| A4 (25 a 2,3kV) | 11,21         | 3,2      | 32%                        | 36%      |
| <b>ENERSUL</b>  |               |          |                            |          |
| A2 (138 a 88kV) | 7,92          | 1,51     | 17%                        | 12%      |
| A3 (69kV)       | 11,52         | 2,78     | 25%                        | 23%      |
| A3a (44 a 30kV) | 13,67         | 4,12     | 30%                        | 34%      |
| A4 (25 a 2,3kV) | 12,63         | 3,76     | 28%                        | 31%      |
| <b>COPEL</b>    |               |          |                            |          |
| A2 (138 a 88kV) | 8,03          | 1,58     | 21%                        | 16%      |
| A3 (69kV)       | 8,21          | 1,92     | 21%                        | 19%      |
| A3a (44 a 30kV) | 11,17         | 3,33     | 29%                        | 33%      |
| A4 (25 a 2,3kV) | 10,79         | 3,2      | 28%                        | 32%      |

Além disso, as tarifas de uso para cada nível tarifário, resultantes da aplicação da metodologia disposta na Resolução ANEEL nº 286/1999, apresentaram um grande desvio-padrão como demonstra a Tabela 4.

**TABELA 4 - Média das TUSDs homologadas pela Resolução ANEEL nº 286/99 (R\$/kW)**

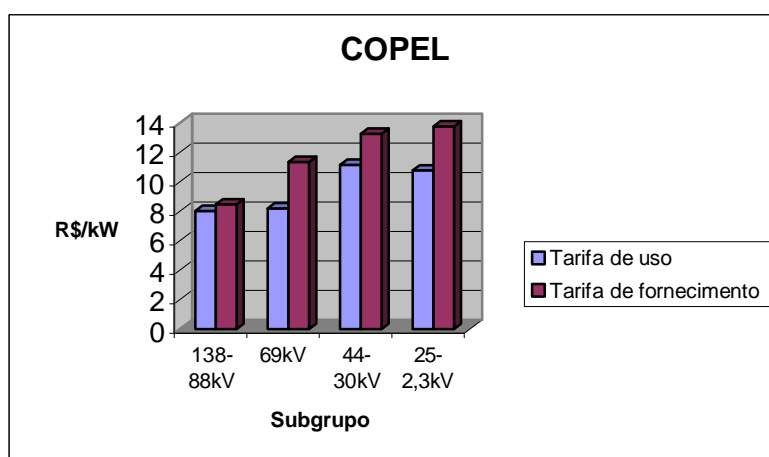
| 138-88kV |          | 69kV   |          | 44-30kV |          | 25-2,3kV |          |
|----------|----------|--------|----------|---------|----------|----------|----------|
| Ponta    | F. ponta | Ponta  | F. ponta | Ponta   | F. ponta | Ponta    | F. ponta |
| 4,43     | 0,69     | 9,17   | 2,2      | 10,82   | 3,15     | 10,78    | 3,18     |
| (2,21)   | (0,51)   | (1,84) | (0,62)   | (2,04)  | (0,70)   | (1,86)   | (0,67)   |

\* Desvio padrão em parênteses

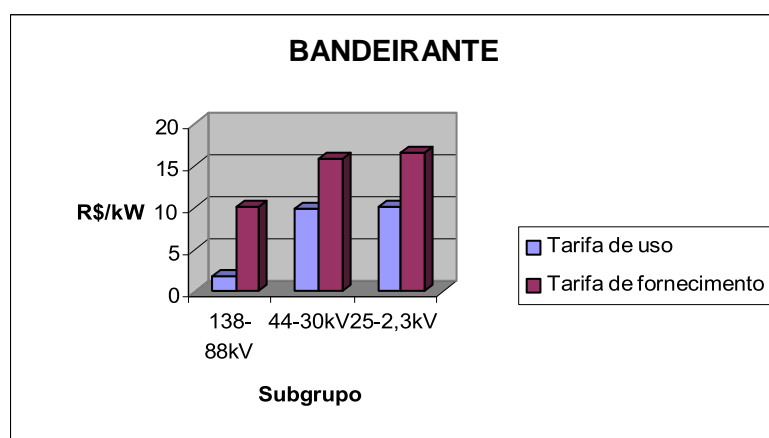
Outro ponto que pode ser observado é a relação entre a tarifa de fornecimento vigente na época e a tarifa de uso homologada. Em muitos casos, a tarifa de uso ficou extremamente próxima ao valor da tarifa de fornecimento e, em outros casos, a tarifa de uso ficou muito abaixo da tarifa de fornecimento. Por exemplo, para o subgrupo

tarifário A2, a tarifa de uso na ponta da concessionária Copel era de R\$ 8,03/kW, enquanto que a sua tarifa de fornecimento, de acordo com a Resolução ANEEL nº 194, de 9 de junho de 1999, era de R\$ 8,48/kW.

Em situação oposta, para o mesmo subgrupo tarifário, a concessionária Bandeirante apresentava uma tarifa de uso na ponta de R\$ 1,63/kW e uma tarifa de fornecimento, conforme Resolução ANEEL nº 303, de 21 de outubro de 1999, de R\$ 10,17/kW. A relação entre as tarifas de uso e de fornecimento, por subgrupo tarifário, para as concessionárias Copel e Bandeirante pode ser observada nas Figuras 5 e 6, de forma que se constata que a tarifa de uso e a tarifa de fornecimento, para a Copel e a Bandeirante, possuem relações muito distintas.



**Figura 5 - Comparação entre a tarifa de uso e a tarifa de fornecimento da concessionária Copel - tarifas de ponta**



**Figura 6 - Comparação entre a tarifa de uso e a tarifa de fornecimento da concessionária Bandeirante - tarifas de ponta**



De acordo com Antunes (2001), as tarifas de uso do sistema de distribuição foram subestimadas. A tarifa média do grupo (138 a 88kV), de R\$1,17/kW na ponta e R\$ 0,29/kW fora da ponta<sup>12</sup>, equivale a R\$ 2,35/MWh para um consumidor com um fator de carga de 85%, que, ao subtrair dessa tarifa os custos com perdas de energia, tem-se apenas R\$ 0,35MWh para cobrir o uso do sistema de distribuição.

Pode-se concluir que a aplicação da Resolução ANEEL nº 286/1999 resultou em tarifas de uso que não refletiam os custos da atividade de distribuição, em decorrência da ausência de informações necessárias, tais como a parcela real da atividade de comercialização e os custos marginais de expansão. Além disso, o cálculo da tarifa de uso partiu de uma tarifa de fornecimento que poderia não refletir todos os custos incorridos pelas distribuidoras.

Nesse cenário, dificilmente as tarifas de uso aplicadas poderiam possibilitar que a eficiência produtiva fosse alcançada. Em situações onde a receita requerida de distribuição, e, conseqüentemente, a tarifa de uso, foi subestimada, incentivou-se a entrada de comercializadores e geradores ineficientes. Adicionalmente, a distribuidora, nessa situação, não ficaria indiferente à perda de um consumidor cativo, uma vez que teria prejuízos, considerando que a tarifa de uso não era capaz de cobrir os custos de distribuição.

Uma tarifa de uso subestimada também tem outros impactos sobre a eficiência produtiva, pois incentiva a sobreutilização da rede de distribuição, o que poderá acarretar uma maior necessidade de novos investimentos na rede, que, em situação contrária, não seriam requeridos.

Por outro lado, a ausência de parâmetros que sinalizassem corretamente os custos de cada subgrupo tarifário na expansão do sistema, para a montagem da estrutura tarifária, também teve impactos sobre a eficiência alocativa, uma vez que determinado subgrupo tarifário poderia estar pagando uma tarifa de uso além dos custos que gera ao sistema, enquanto que outro subgrupo estaria pagando uma tarifa de uso mais baixa que os seus respectivos custos.

Portanto, a aplicação das primeiras tarifas de uso não priorizou a eficiência produtiva e alocativa, mas sim a implementação do livre acesso às redes de distribuição e a possibilidade de competição na geração e comercialização, e assim

---

<sup>12</sup> Esses valores foram obtidos através da subtração da tarifa de uso do sistema de transmissão –

atender a Lei nº 9.074 de 1995 que estabeleceu, aos fornecedores e respectivos consumidores de energia elétrica, o livre acesso aos sistemas de distribuição, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido.

#### **4.2. Metodologia da Resolução ANEEL nº 594/2001**

Em virtude da ausência das informações para a aferição exata dos custos de distribuição e, conseqüentemente, para o cálculo das tarifas de uso aplicadas em 1999, a Resolução ANEEL nº 286/1999 estabeleceu que as distribuidoras deveriam apresentar, até 1 de abril de 2000, estudos e justificativas em relação aos valores atribuíveis aos serviços de distribuição, de cada segmento de tensão, tendo como base as tarifas de fornecimento praticadas pelas concessionárias, e em relação à separação das atividades de distribuição e comercialização.

Além disso, a Resolução ANEEL nº 286/1999 solicitou propostas de: sinalização horária para as tarifas de uso, estabelecendo por nível de tensão a relação entre os horários de ponta e fora de ponta; tarifação de uso das instalações de distribuição para os barramentos com tensão entre 138 kV e 69 kV, com base na metodologia nodal; e estrutura tarifária para as tarifas de uso nos demais níveis de tensão, com base nos custos marginais de expansão até cada nível de tensão.

Assim, no decorrer de 2000, as distribuidoras apresentaram seus estudos relativos à tarifa de uso dos sistemas de distribuição e também uma série de sugestões em relação à metodologia da Resolução ANEEL nº 286/1999. Com base nesses estudos, foi disponibilizada a “Nota Técnica Metodologia de Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – SRD/ANEEL” referente à audiência pública AP 03/2001, de 02 de abril de 2001, que resultou, após a análise de novas contribuições recebidas, na Resolução ANEEL nº 594, de 21 de dezembro de 2001.

De acordo com a Resolução ANEEL nº 594/2001, manteve-se a metodologia *top-down*, e assim, como na Resolução ANEEL nº 286/1999, a receita requerida de distribuição é calculada mediante a aplicação da tarifa de fornecimento, conforme as seguintes etapas:

- Cálculo da receita total, auferida pela concessionária, através da multiplicação do mercado de referência do último reajuste tarifário da empresa, pelas tarifas de fornecimento em vigor;
- Receita líquida total relativa aos serviços de distribuição e comercialização, retirando da receita total as seguintes despesas:
  - i. Geração própria, energia comprada e energia negociada no MAE;
  - ii. Encargos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão;
  - iii. Quota de Conta de Consumo de Combustível – CCC;
  - iv. Recolhimento da Reserva Global de Reversão – RGR;
  - v. Encargos do Operador Nacional do Sistema – ONS e Mercado Atacadista de Energia – MAE;
  - vi. Valores relativos à Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos;
  - vii. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
  - viii. Recolhimento do PIS e COFINS; e
  - ix. Parcela referente ao transporte e demanda de ITAIPU
- Receita líquida atribuível ao serviço de distribuição, subtraindo-se da receita líquida total a parcela relativa à atividade de comercialização de energia elétrica, estimada em 15% da receita líquida total; e
- Receita de distribuição, obtida ao se adicionar à receita líquida atribuível ao serviço de distribuição, o valor das seguintes despesas<sup>13</sup>:
  - i. Montante das perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica;
  - ii. Recolhimento da RGR;
  - iii. Recolhimento do PIS e COFINS; e
  - iv. TFSEE.

Após o cálculo da receita de distribuição, essa é proporcionalizada pelos custos marginais de capacidade por faixa de tensão para a obtenção das tarifas de uso por subgrupo tarifário, sendo os custos marginais de capacidade estimados de acordo com os custos padrão por faixa de tensão, as curvas de carga e o diagrama unifilar

simplificado do fluxo de potência, na condição de carga máxima do ano do estudo tarifário.

A última etapa é o cálculo dos custos com conexão e ONS que deverão ser somados às tarifas de uso de distribuição. O montante referente à conexão e ONS é dividido pela demanda total faturada do mercado de referência para que possa ser agregado à tarifa de uso.

Para o cálculo da tarifa de uso a ser aplicada a unidades geradoras, no caso da distribuidora operar em nível de tensão acima de 34kV, estabeleceu-se a utilização do menor valor de tarifa resultante da aplicação dos procedimentos descritos acima. Para as distribuidoras que operam somente em níveis de tensão igual ou inferior a 34kV, a tarifa de uso a ser aplicada a unidades geradoras será estabelecida com base em valores médios regionais.

#### **4.2.1. Análise da metodologia da Resolução ANEEL nº 594/2001**

Assim como foi estruturada para a metodologia de cálculo da Resolução ANEEL nº 286/1999, a análise da Resolução ANEEL nº 594/2001 será realizada aqui em etapas; a primeira refere-se ao cálculo da receita requerida de distribuição e a segunda refere-se à definição da estrutura tarifária das tarifas de uso.

##### **4.2.1.1. Receita Requerida de Distribuição**

A Resolução nº 594/2001 manteve a metodologia *top-down*, estabelecida pela Resolução ANEEL nº 286/1999, pois, assim como em 1999, poucas revisões tarifárias haviam sido realizadas até o ano de 2001. Dessa forma, não havia estimativas dos custos de distribuição para cada distribuidora, fazendo com que novamente se adotassem as tarifas de fornecimento como base para o cálculo das tarifas de uso.

Apesar de ambas adotarem a metodologia *top-down*, a Resolução ANEEL nº 594/2001 apresentou algumas modificações em relação a sua antecessora: alteração dos custos que compõem a parcela de distribuição; a estimativa para os custos de

---

<sup>13</sup> A adição dos encargos e tributos RGR, PIS e COFINS e TFSEE refere-se apenas a parcela

comercialização passou para 15%; e estipulou-se a utilização dos custos marginais de expansão para a definição da estrutura tarifária das tarifas de uso.

Em relação aos custos que compõem a receita requerida de distribuição, verifica-se que além dos custos, definidos pela Resolução ANEEL nº 286/1999, a serem subtraídos da receita bruta de fornecimento, estabeleceu-se a subtração dos custos com Encargos do ONS e MAE, encargos de conexão, valores relativos a compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos, TFSEE e parcela referente ao transporte e demanda de ITAIPU, conforme Figura 7.

| <b>Receita Requerida de Distribuição<br/>Resolução ANEEL nº 286/1999</b>  | <b>Receita Requerida de Distribuição<br/>Resolução ANEEL nº 594/2001</b>  |
|---|---|
| <p style="text-align: center;">Receita Bruta de Fornecimento</p> <p style="text-align: center;">Menos (-)</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Despesa com energia comprada;</li> <li>2. Encargos de acesso aos sistemas de transmissão;</li> <li>3. CCC;</li> <li>4. RGR; e</li> <li>5. PIS/COFINS</li> </ol> | <p style="text-align: center;">Receita Bruta de Fornecimento</p> <p style="text-align: center;">Menos (-)</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Geração própria, energia comprada e energia negociada no MAE;</li> <li>2. Encargos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão;</li> <li>3. CCC;</li> <li>4. RGR;</li> <li>5. Encargos do Operador Nacional do Sistema – ONS e Mercado Atacadista de Energia – MAE;</li> <li>6. Valores relativos à Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos;</li> <li>7. TFSEE;</li> <li>8. PIS e COFINS; e</li> <li>9. Parcela referente ao transporte e demanda de ITAIPU</li> </ol> |

**Figura 7 – Comparação entre a receita requerida de distribuição da Resolução nº 286/1999 e da nº 594/2001**

Embora os encargos com ONS e conexão sejam subtraídos da receita requerida de distribuição, esses são agregados à tarifa de uso do sistema de

---

relacionada à distribuição.

distribuição após a receita requerida de distribuição ser proporcionalizada pelos custos marginais de capacidade.

Caso os encargos com ONS e conexão não fossem subtraídos da receita requerida de distribuição, seriam cobrados na tarifa de uso de acordo com os custos marginais de capacidade, assim, os custos com esses encargos, pagos pelos consumidores, variariam de acordo com o nível tarifário a que o consumidor estaria conectado. O consumidor que estivesse em um subgrupo tarifário que apresentasse um maior custo marginal de capacidade estaria pagando mais pela conexão e pelo encargo com o ONS que os demais consumidores. O problema dessa situação é que os encargos com ONS e conexão independem do nível tarifário onde o consumidor está conectado, estando relacionados apenas com a demanda contratada pelo consumidor. Dessa forma, o procedimento correto é a divisão dos custos com encargos de conexão e ONS pela demanda total faturada, para que possam ser adicionados às tarifas de uso.

Comparando os custos a serem subtraídos da receita requerida de distribuição, estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 286/1999 e nº 594/2001, verifica-se que os custos com compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos, com o transporte e demanda de ITAIPU e com TFSEE passaram a ser subtraídos da composição das tarifas de uso. Em relação à compensação financeira, o seu custo é decorrente da utilização de recursos hídricos por uma determinada usina hidrelétrica, estando diretamente relacionado à geração de energia elétrica e que, portanto, não deve ser considerado na tarifa de uso do sistema de distribuição.

Os custos com transporte e demanda de ITAIPU também passaram a ser retirados do cálculo das tarifas de uso pelo entendimento de que esses custos estão relacionados com a utilização da energia proveniente de ITAIPU. De acordo com a Lei nº 9.074 de 1995, os consumidores potencialmente livres podem optar por contratar seu fornecimento de energia elétrica, no todo ou em parte, de qualquer concessionária, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado. Dessa forma, não há a obrigação para o consumidor livre comprar energia proveniente de ITAIPU. Nesse sentido, como a energia de ITAIPU é consumida apenas pelos consumidores cativos, é razoável que o custo com o seu transporte seja pago apenas por esses consumidores.

Em relação à TFSEE, essa passou a ser cobrada das concessionárias em 1997. Dessa forma, em 1999, havia a necessidade da subtração de seu valor da receita requerida de distribuição, na proporção correspondente às parcelas não referentes à distribuição, considerando que eram cobradas das concessionárias, ainda verticalizadas, a TFSEE sobre o benefício econômico de toda atividade exercida.

Já os custos com MAE, na metodologia disposta pela Resolução nº 286/1999, não eram subtraídos da receita requerida de distribuição. Entretanto, a ausência dessa subtração não significava um erro, pois até o presente momento não são considerados para o cálculo da tarifa de fornecimento e, dessa forma, não havia, tanto em 1999 quanto em 2001, a necessidade de subtração de seu respectivo custo.

Portanto, verifica-se que a diferença entre os custos subtraídos da receita bruta de fornecimento, estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 286/1999 e nº 594/2001, refere-se apenas àqueles relativos à compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos, ao transporte e demanda de ITAIPU e à parte da TFSEE. Nesse sentido, a Resolução ANEEL nº 594/2001 representou um aperfeiçoamento metodológico na medida em que analisou de forma mais detalhada quais custos deveriam compor as tarifas de uso; e constatou que custos como a compensação financeira, o transporte de energia de ITAIPU e parte da TFSEE não deveriam estar incorporados à tarifa de uso, uma vez que estão relacionados ao segmento de geração.

Após a subtração dos custos não relativos à atividade de distribuição, realiza-se a separação da parcela de comercialização. Para efetuar esse procedimento, a ANEEL analisou os relatórios enviados pelas distribuidoras, para atender a solicitação da Resolução ANEEL nº 286/1999, e obteve um percentual estimado de 15% para a atividade de comercialização.

Entretanto, na análise desses relatórios, pôde ser observada uma tendência da distribuidora em superestimar a parcela de distribuição em detrimento da comercialização, alocando custos específicos de comercialização na parcela de distribuição, para que com isso obtivesse uma tarifa de uso mais elevada, capaz de desestimular que consumidores cativos se tornassem livres. Além disso, os valores fornecidos pelas distribuidoras apresentaram uma variação; em alguns casos, por exemplo, foram fornecidos valores de 40% e 60% para comercialização e

distribuição, respectivamente, e em outros 95% para distribuição e 5% para comercialização.

Assim, com a finalidade de auferir os custos exatos da comercialização, a ANEEL instituiu o Manual de Contabilidade do Serviço de Energia Elétrica – MCSPEE que incorporou adequações no Plano Anual de Contas – PAC para identificar contabilmente os custos de distribuição e comercialização.

Conforme o MCSPEE, estabeleceu-se que a “atividade de Distribuição é composta de linhas, redes, subestações e demais equipamentos associados, em tensões inferiores a 230 kV”, enquanto que “a atividade de comercialização é responsável pela compra e venda de energia elétrica, podendo também ser exercida por uma empresa constituída, exclusivamente, para prestar esse serviço. O imobilizado desta atividade é composto de móveis e utensílios, equipamentos de informática e comunicação e demais bens necessários a sua atividade”.

As adequações no PAC passaram a vigorar a partir de 2002, entretanto, os dados apresentados pelas concessionárias não chegaram a servir de base para um novo estudo do percentual atribuível à atividade de comercialização que permitisse averiguar se o percentual adotado representava corretamente os custos com comercialização incorridos pelas concessionárias. O percentual de 15% foi mantido até a homologação da Resolução ANEEL nº 152/2003.

Finalmente, na última etapa de cálculo da receita requerida de distribuição, adiciona-se o montante das perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica, juntamente com o recolhimento da RGR, PIS/COFINS e TFSEE, calculado proporcionalmente ao serviço de distribuição. Assim, diferentemente da Resolução ANEEL nº 286/1999, determinou-se que as tarifas de uso conteriam os custos com RGR e PIS/COFINS.

A Reserva Global de Reversão – RGR foi criada pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com sua vigência estendida até 2010 conforme Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. O recolhimento da RGR tem como finalidade prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate



ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual.

A parcela da RGR referente à distribuição deve ser recuperada por todos os consumidores, cativos e livres. Quando a tarifa de uso é calculada sem que os custos com RGR sejam considerados, como estipulado pela Resolução ANEEL nº 286/1999, somente os consumidores cativos estão pagando esse encargo, subsidiando assim os livres. O mesmo ocorre com o recolhimento de PIS/COFINS; quando esse não é adicionado à tarifa de uso, somente os consumidores cativos pagam por esse encargo.

Dessa forma, quando da aplicação da Resolução ANEEL nº 286/1999, as tarifas de uso não incluíam os custos com RGR e PIS/COFINS relativos à atividade de distribuição, o que significa que havia um incentivo para que consumidores cativos exercessem a sua liberdade de escolha, visando evitar o pagamento desses encargos. Entretanto, esse problema foi solucionado com a homologação da Resolução ANEEL nº 594/2001, que estabeleceu que esses encargos deveriam compor a tarifa de uso do sistema de distribuição.

Outro ponto que deve ser observado é que as tarifas de uso, em ambas a Resoluções, não consideram o montante de perdas comerciais, somente as perdas técnicas. As perdas técnicas são decorrentes do fluxo de energia elétrica no sistema de distribuição e, portanto, são inerentes ao serviço. Já as perdas comerciais são caracterizadas pela diferença entre o que a distribuidora compra na fronteira da Rede Básica e o que é faturado com venda da energia elétrica, subtraindo as perdas técnicas. Pode-se afirmar que as perdas comerciais são, em sua grande maioria, composta por furtos de energia elétrica, os chamados “gatos”.

As perdas comerciais estão relacionadas à área de concessão, e a ANEEL tem permitido, nos processos de revisão tarifária periódica, que o valor considerado como justo seja repassado às tarifas pagas pelos consumidores. Nesse sentido, todos os consumidores devem arcar com os custos referentes à perda comercial. Quando a tarifa de uso é calculada sem que nela sejam alocadas as perdas comerciais, assim como foi determinado pela Resolução ANEEL nº 594/2001, somente o consumidor cativo estará arcando com esse custo, fazendo com que consumidores cativos

subsidiem os livres, e proporcionando uma tarifa de uso mais baixa do que aquela que representa os custos incorridos pela distribuidora.

Dessa forma, em relação ao cálculo da receita requerida de distribuição, pode-se constatar que a Resolução ANEEL nº 594/2001 apresentou aperfeiçoamentos em relação à Resolução ANEEL nº 286/1999, ao refinar os custos não pertinentes à atividade de distribuição, como compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos e o transporte e demanda de ITAIPU, e ao adicionar custos relativos à atividade de distribuição, como RGR e PIS/COFINS. Entretanto, outras questões relevantes como a inclusão das perdas comerciais no cálculo da receita requerida de distribuição e a necessidade de se verificar posteriormente se 15% representava corretamente os custos de comercialização não foram consideradas.

#### **4.2.1.2. Estrutura tarifária**

Com o valor final da receita requerida de distribuição, a próxima etapa é a ponderação dessa receita de acordo com os custos marginais de capacidade, para que os consumidores de cada subgrupo tarifário possuam uma tarifa de uso coerente com os custos que geram ao sistema de distribuição de energia elétrica. Assim, a estrutura tarifária é montada mediante o rateamento da receita requerida de distribuição, de forma a manter constante a receita inicial da concessionária.

O procedimento adotado para o cálculo dos custos marginais de capacidade por faixa de tensão, conforme a Resolução ANEEL nº 594/2001, utiliza o custo padrão por faixa de tensão, as curvas de carga e o diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência, na condição de carga máxima do ano do estudo tarifário.

A Nota Técnica “Metodologia de Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – SRD/ANEEL” (ANEEL, 2001) detalha o processo de cálculo dos custos marginais de capacidade através dos custos marginais de expansão da rede e da responsabilidade de cada tipo de consumidor na expansão da rede.

Para o cálculo dos custos marginais de expansão da rede foram expostas duas metodologias. A primeira refere-se ao custo incremental médio de longo prazo (CIMLP), obtido através de estudos de planejamento da expansão, e a segunda utiliza

a lei de quantidade de obras (LQO), obtida através de dados históricos de agregados de obras e consumo.

Uma vez obtidos os custos marginais de expansão, realiza-se a análise do comportamento das cargas dos consumidores e dos sistemas, verificando os impactos das curvas de cargas dos diferentes consumidores na formação das curvas de carga dos sistemas. É com base nessa análise que se determina a responsabilidade do consumidor nos custos de expansão dos sistemas, no próprio nível de tensão e nos níveis de tensão à montante de seu ponto de conexão. Nesse processo, os custos marginais de capacidade dos consumidores são definidos como a somatória dos custos que eles são responsáveis nos níveis de tensão à montante de seu ponto de conexão.

Para se determinar os custos marginais de capacidade são necessários as seguintes informações:

- Planejamento de expansão e projeção de mercado (em MW), ambos anuais, por nível de tensão, em um horizonte não inferior a 7 anos, para tensões maiores do que 13,8kV e 5 anos para tensões iguais ou inferiores a 13,8kV;
- Histórico de obras e mercados anuais, por níveis de tensão, em um período de tempo não inferior a 7 anos;
- Curvas de cargas de unidades consumidoras e de instalações de transformação, obtidas por meio de campanhas de medição;
- Diagrama unifilar simplificado de fluxo de carga na condição de carga máxima do ano do estudo tarifário.

A seguir serão descritas as metodologias de cálculo dos custos marginais de capacidade apresentadas na Nota Técnica “Metodologia de Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – SRD/ANEEL” (ANEEL, 2001).

#### **A) Metodologia da Lei de Quantidade de Obras**

De acordo com o DNAEE (1985), os custos marginais do sistema são definidos como sendo o quociente do aumento das despesas totais pelo aumento da produção. Assim, para o cálculo do custo marginal é necessário uma previsão da

quantidade de eletricidade a ser consumida no futuro e as despesas resultantes desse consumo.

$$C_{mg} = \min \frac{\partial D_t}{\partial Q} \quad (24)$$

No setor de distribuição, as despesas são decorrentes dos custos dos investimentos em financiamento, amortização e operação, e manutenção. Em relação à previsão dos investimentos, esta geralmente é realizada através da previsão do consumo. Porém, no setor de distribuição, conforme DNAEE (1985), as previsões para o segmento de baixa tensão poderiam não ser representativas devido à necessidade de excelentes previsões urbanísticas de trabalhos vultuosos, enquanto que, para as linhas de média tensão e as subestações AT/MT, algumas previsões poderiam ser realizadas.

Dessa forma, o DNAEE, visando estimar os custos marginais do setor de distribuição, sem necessariamente prever o consumo futuro, relacionou, através da estatística, o crescimento de cada tipo de investimento ocorrido com o crescimento do consumo passado, encontrando assim uma lei de crescimento representativo de acordo com a quantidade de obras realizadas, denominada de Lei de Quantidade de Obras – LQO.

As leis de quantidades de obras são funções que relacionam os valores históricos dos agregados de obras<sup>14</sup> com a potência instalada ou a eletricidade consumida, utilizando o método de regressão linear denominado mínimos quadrados ordinários, para se obter o custo marginal de expansão.

A relação entre quantidade de obras e o consumo realizado é uma aplicação direta do modelo desenvolvido por Juricic (1971, *apud* DNAEE, 1985), que observou a existência de uma relação simples entre o volume mínimo dos condutores ou o número de postos de suprimento de uma rede, que alimenta uma área caracterizada por uma superfície, e a densidade de carga que é solicitada.

Em virtude da necessidade de informações detalhadas para a aplicação da relação observada por Juricic (1971), o DNAEE, visando tornar o processo de

cálculo dos custos marginais mais simples, adotou variáveis que faziam parte do dia-a-dia de uma distribuidora, como extensão das linhas, nó de postos de transformação e a capacidade instalada, e que ao mesmo tempo fossem capazes de estabelecer uma relação significativa, do ponto de vista estatístico, entre quantidade de obras e consumo.

A regressão, utilizada para se estimar os custos marginais do setor de distribuição, é dada pela equação abaixo :

$$O_{br}(t) = K \times [P(t)]^\alpha \quad (25)$$

Onde:  $O_{br}(t)$  é a quantidade física das obras;

$K$  é o coeficiente angular dimensional;

$P(t)$  é o consumo do nível considerado; e

$\alpha$  é o coeficiente de rendimento de escala.

Derivando a equação da LQO:

$$\frac{d(O_{br}(t))}{d(P(t))} = \alpha \times K \times [P(t)]^{\alpha-1} = \frac{\alpha \times (K \times [P(t)]^\alpha)}{P(t)} = \alpha \frac{O_{br}(t)}{P(t)} \quad (26)$$

A equação (26) permite calcular o custo marginal de um investimento. Entretanto, o custo marginal no segmento de distribuição deve ser calculado com base nas despesas totais, que incluem custos com financiamento, amortização e operação, e manutenção. O total de despesas deve ser considerado, pois, quando um investimento é realizado, todos os gastos futuros em possíveis substituições de equipamentos e custos de operação e manutenção devem ser recuperados, uma vez que o benefício do investimento deve ser perene. Dessa forma, o valor da despesa total é obtido pela anualização dos investimentos, utilizando um fator para converter investimento em despesa total:

---

<sup>14</sup> Os agregados de obras podem ser: km de rede; transformadores; “bays” de linha; e “bays” de transformação.

$$A = I_0 \times [TMA + \text{taxadepreciação} + O \& M] \quad (27)$$

Onde:  $A$  = valor da despesa de uma unidade em determinado tipo de investimento;

$I_0$  = valor de uma unidade do investimento à época do comissionamento;

$TMA$  = taxa mínima de atratividade;

$\text{taxadepreciação}$  = depreciação econômica da unidade de investimento, no seu primeiro ano de vida, computada como fração de  $I_0$ .

$O \& M$  = despesas em operação e manutenção no primeiro ano de vida, da unidade de investimento, computadas como fração de  $I_0$ .

Considerando que :

$$Cmg = A \times \frac{\partial O_{br}}{\partial P} \quad (28)$$

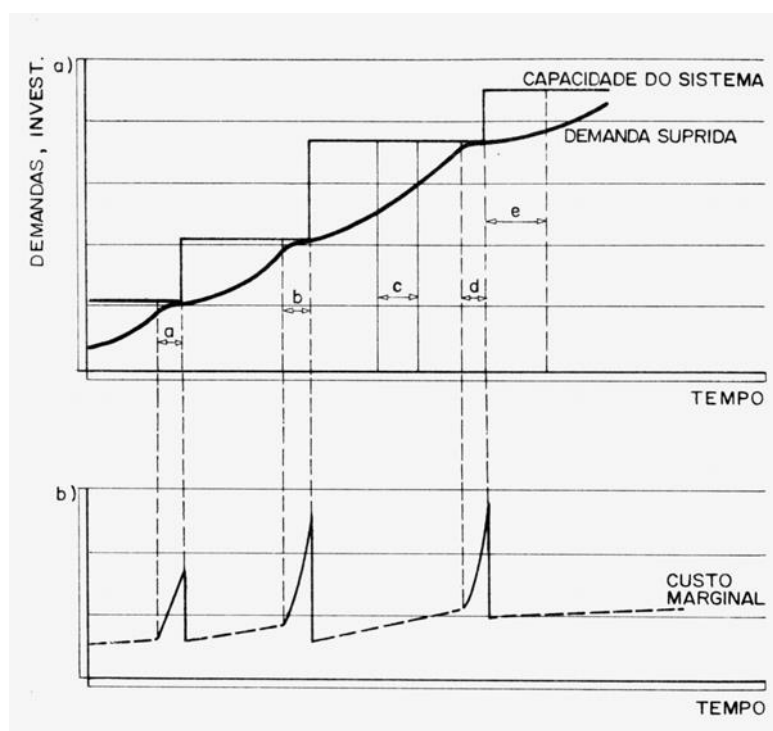
Ao substituir-se a equação (28) em (26), tem-se finalmente o custo marginal de expansão do setor de distribuição:

$$Cmg(t) = \alpha \frac{O_{br}(t)}{P(t)} \times A \quad (29)$$

## B) Metodologia de cálculo do custo médio de longo prazo

Quando se utiliza a LQO para o cálculo do custo marginal do setor de distribuição, duas premissas são consideradas. A primeira, já exposta anteriormente, diz que é muito difícil estabelecer uma previsão para o crescimento da demanda no setor de baixa tensão e, por esse motivo, utilizam-se os dados da demanda passada para prever a demanda futura. Já a segunda premissa diz que o crescimento dos investimentos ao longo do tempo deve apresentar apenas uma leve descontinuidade para que seja possível transformar os investimentos em uma curva contínua que descreva a sua tendência.

Dessa forma, quando os investimentos apresentam grandes descontinuidades, as LQOs não podem ser utilizadas no cálculo dos custos marginais. Nos intervalos onde a capacidade instalada é mais que suficiente para atender a demanda, novos investimentos não são necessários e o custo marginal é baixo. Mas, a medida em que a capacidade das linhas de distribuição passa a ser insuficiente para atender a demanda, os investimentos deverão ser realizados e o custo marginal para esse período será muito alto, sendo caracterizado por um pico, como mostra a Figura 8.



**Figura 8 - Custo marginal dos investimentos ao longo do tempo**

Fonte: DNAEE (1985)

Para transformar o valor do custo marginal em uma constante, adota-se o custo incremental médio de longo prazo. O CIMLP é uma média dos custos incrementais anuais, ponderada pelo incremento de potência ao longo do tempo, de maneira que as variações dos custos anuais sejam eliminadas. Além disso, o CIMLP utiliza os valores da demanda e do investimento projetados, diferentemente da LQO que utiliza os dados já realizados.

Para o cálculo do CIMLP, seleciona-se um plano de investimento em um horizonte de planejamento, no qual são estimados os valores anuais das despesas

relacionadas a cada tipo de investimento. Essas estimativas são obtidas através do valor do investimento previsto em cada ano, durante a vida útil do equipamento, a uma taxa de remuneração que contemple as despesas de financiamento, as taxas de depreciação dos ativos e uma taxa anual de despesas operacionais.

Com base nas despesas totais anuais e na evolução do crescimento de carga, relacionam-se essas despesas ao incremento de demanda máxima de energia. O custo incremental é obtido pela aplicação da fórmula abaixo:

$$CIMLP = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{DT_t}{(1+TMA)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Dm_t}{(1+TMA)^t}} \quad (30)$$

Onde : DT = Despesas totais anuais

Dm = Incremento de demanda máxima de energia elétrica

TMA = Taxa mínima de atratividade

### C) Responsabilidade do Consumidor

A responsabilidade do consumidor é dada pelo custo marginal de capacidade, calculado através da probabilidade do consumidor em se associar a um determinado tipo de sistema que tem ponta em um determinado horário, da diversidade da ponta do consumidor em relação à ponta do sistema e pela proporção da parcela da demanda do consumidor que é suprida pelo sistema (Rezende, 1999).

Para estimar a responsabilidade de cada consumidor típico no custo marginal de expansão das redes, deve-se, primeiramente, caracterizar a carga consumida e a demanda. A caracterização da carga é o conjunto de atividades que visa obter um retrato do comportamento de consumo e demanda dos agentes do setor de distribuição, já que ambos variam ao longo do tempo. Para realizar o seu cálculo, três etapas são seguidas :

- obtenção da base de dados e identificação das curvas características;
- agregação de curvas de carga; e



- ajustes das tipologias ao mercado.

Na construção das curvas de cargas características, são identificados três dias representativos, um dia útil, um sábado e um domingo, para cada consumidor e unidade de transformação pertencente à amostra. Dessa forma, as curvas de cargas de cada dia escolhido são estabelecidas, representando o comportamento típico.

Após a obtenção da base de dados e a construção das curvas características, é necessário então agrupar o comportamento individual de cada consumidor em curvas típicas, onde o conjunto delas identificam os clientes tipo e definem a tipologia dos consumidores.

Para realizar o agrupamento das curvas características, utiliza-se o método *cluster analysis* que segrega curvas características em subgrupos - *clusters* - de forma que as curvas pertencentes a um subgrupo sejam muito semelhantes enquanto que, em relação às curvas dos diferentes subgrupos, sejam pouco similares.

A probabilidade de cada cliente-tipo se associar a uma subestação-tipo é dada pela parcela da energia do cliente-tipo que é atendida por uma determinada subestação-tipo. Entretanto, a variável utilizada no cálculo do custo marginal de capacidade é a probabilidade da energia do cliente-tipo ser suprida por uma determinada subestação que tem ponta em um determinado horário  $h$ .

Ao identificar as tipologias, pode-se obter o fator de coincidência das demandas máximas dos clientes-tipo com as demandas máximas das redes-tipo. Esse ponto é fundamental para a determinação das responsabilidades de cada cliente-tipo nos custos de expansão, uma vez que o sistema de distribuição é expandido de acordo com as demandas máximas. O fator de coincidência é dado pela divisão da demanda do cliente, na hora de demanda máxima da rede, pela sua demanda máxima.

A última variável que deve ser calculada para se obter o custo marginal de capacidade é a proporção do fluxo, já que a solicitação de uma determinada potência em um nível de tensão não implica necessariamente no trânsito dessa potência em todos os níveis de tensão à montante do ponto de conexão. A proporção do fluxo é calculada a partir do diagrama unifilar simplificado de cada concessionária.

Finalmente, após obter os valores de todas as variáveis, pode-se verificar o

custo marginal de capacidade de um cliente tipo pela seguinte fórmula (Rezende, 1999):

$$Ch_i = \sum_{l=i}^{138} CIMPL_l \times f_l \times Ph \times \pi h \quad (31)$$

Onde:  $Ch$  = custo de uso do sistema até o nível  $i$  de atendimento, para cada hora  $h$  de demanda máxima de cada nível  $l$ ;

$f_l$  = proporção de fluxo no nível  $l$ , quando solicitada uma determinada carga no nível  $i$ .

$Ph_l$  = fator de coincidência do cliente nas horas  $h$  de demanda máxima das rede-tipo do nível  $l$ ; e

$\pi h_l$  = probabilidade do cliente se associar a cada uma das redes-tipo com demandas máximas nas horas  $h$  do nível de tensão  $l$ .

#### **D) Do cálculo dos custos marginais de capacidade**

O cálculo das tarifas de uso baseado nos custos marginais de capacidade foi a metodologia proposta pelas distribuidoras em resposta à Resolução ANEEL nº 286/1999. Essa metodologia é similar àquela adotada para a definição das tarifas de fornecimento, o que permite que não haja um distanciamento entre as tarifas de uso e as de fornecimento.

Em relação à solicitação da Resolução nº 286/1999, para que as distribuidoras identificassem características locais nas redes de 138 a 69 kV, a Nota Técnica “Metodologia de Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – SRD/ANEEL” (ANEEL, 2001) e a Resolução ANEEL nº 594/2001 não incorporaram essas características.

Em 2000, as distribuidoras forneceram à ANEEL o plano de investimentos, necessário para o cálculo do custo incremental médio, e as informações históricas para o cálculo das leis de quantidade de obras. De acordo com os dados fornecidos, a ANEEL calculou os custos marginais padrão, utilizando o CIMLP para as faixas de tensão 88kV a 138kV, 69kV, 30kV a 44kV e 2,3kV a 25kV, enquanto que, para a faixa de tensão menor que 2,3kV, utilizou a LQO. Os custos marginais padrão

podem ser observados na Tabela 5.

**TABELA 5 - Custo marginal padrão calculado pela ANEEL**

| Faixas de Tensão | Custo Marginal Padrão calculado pela ANEEL | Média dos valores informados pelas distribuidoras | Desvio Padrão dos valores informados pelas distribuidoras |
|------------------|--|---|---|
| 88kV a 138kV     | 29,13                                      | 29,29   | 12,17   |
| 69kV             | 35,56                                      | 41,39   | 23,52   |
| 30kV a 44kV      | 36,63                                      | 47,26   | 32,15   |
| 2,3kV a 25kV     | 41,15                                      | 42,04   | 17,69   |
| Menor que 2,3kV  | 57,10                                      | 40,18   | 16,60   |

Os custos marginais padrão obtidos pela ANEEL são médias dos custos fornecidos pelas distribuidoras, sendo expurgados os valores extremos. Os valores apresentados pelas distribuidoras foram caracterizados por um alto desvio-padrão, conforme demonstra a Tabela 5. Nesse sentido, ao adotar a média, os custos marginais não representavam os custos reais de cada distribuidora.

Entretanto, utilizou-se o custo marginal padrão ao invés dos dados fornecidos pelas distribuidoras porque, em alguns casos, estes poderiam gerar resultados indesejáveis. Por exemplo, se uma distribuidora não pretendesse investir em uma determinada faixa de tensão, o CIMLP poderia ser zero ou até negativo. Assim, como destaca a Nota Técnica “Metodologia de Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – SRD/ANEEL” (ANEEL, 2001), “ao transportar este efeito para as tarifas, haverá um estímulo por parte dos consumidores em migrar suas instalações para este nível de tensão”.

Além disso, outro motivo que incentivou a adoção de custos marginais padrão foi o fato de que muitos planos de investimentos e LQO apresentados pelas distribuidoras eram inconsistentes e apresentavam falhas.

Dessa forma, a ANEEL adotou os custos marginais padrão para o cálculo das TUSDs homologadas em 2001, que, embora não representassem os custos reais de cada distribuidora, foi a solução encontrada para evitar que a tarifa de uso apresentasse inconsistências.

Visando refinar o cálculo dos custos marginais, a ANEEL estipulou que as

distribuidoras apresentariam anualmente seus custos marginais de expansão e as informações necessárias para o cálculo dos custos marginais de capacidade seriam fornecidas em períodos compatíveis com os reajustes tarifários, para que assim pudessem melhorar a qualidade dos dados utilizados na definição das tarifas de uso. A idéia era estimar grupos de custos marginais, capazes de representar de forma mais próxima os custos de cada distribuidora.

Em relação ao cálculo da responsabilidade dos consumidores de cada faixa de tensão nos custos marginais, utilizaram-se as tipologias apresentadas pelas distribuidoras, embora a grande maioria não tivesse apresentado tipologias oriundas de campanhas de medição realizadas em sua respectiva área de concessão. Dessa forma, assim como na definição dos custos marginais, o cálculo da responsabilidade dos consumidores frente aos custos não sinalizava corretamente a realidade de todas as distribuidoras.

Do ponto de vista da definição da estrutura tarifária ótima, a TUSD se difere dos preceitos da regra de preços de Ramsey-Boiteux, que determina que a tarifa de acesso ótima é dada pelo custo direto do acesso mais um termo de Ramsey modificado, de forma que, quanto maior for a elasticidade da demanda do consumidor, menos terá que contribuir com os custos fixos da rede de distribuição. A estrutura tarifária da TUSD é calculada a partir de procedimentos baseados nos custos marginais das classes de consumo, de forma que a elasticidade da demanda não seja utilizada.

Entretanto, caso os preços de Ramsey-Boiteux fossem adotados, surgiriam problemas distributivos, pois as tarifas de uso seriam mais elevadas para os consumidores cativos que para os consumidores potencialmente livres. Nessa situação, consumidores residenciais, pertencentes à baixa tensão, estariam contribuindo com a recuperação dos custos fixos da rede em uma proporção maior que os grandes consumidores industriais, uma vez que, de acordo com a legislação vigente, não podem se tornar livres. Assim, o impacto da precificação de Ramsey-Boiteux recairia diretamente sobre a eficiência distributiva, já que os pequenos consumidores apresentariam uma tarifa de uso superior aos grandes consumidores, sem que essa diferença tivesse relação com os custos respectivos. A estrutura tarifária da TUSD é montada de forma que os diferentes consumidores contribuam

com a recuperação de todos os custos em distribuição, através da ponderação desses custos pelo custo marginal de capacidade dos consumidores de cada faixa de tensão. Assim, os consumidores remuneram os custos fixos da distribuidora conforme os custos que geram ao sistema e não conforme a elasticidade de demanda.

Em relação à eficiência alocativa, desde que os custos marginais de capacidade para cada faixa de tensão sejam estimados corretamente, a estrutura tarifária deverá sinalizar os custos incorridos pela distribuidora para cada uma dessas faixas e, dessa forma, haverá o uso eficiente das redes de distribuição. Portanto, para que a eficiência alocativa seja alcançada, é preciso que a tarifa de uso incorpore apenas os custos de distribuição devidos pelos consumidores livres e que a proporcionalização desses custos seja realizada de acordo com os custos marginais de capacidade efetivos.

Sob esse aspecto, a utilização dos custos marginais de capacidade representou um avanço em relação à Resolução ANEEL nº 286/1999, uma vez que a receita requerida de distribuição passou a ser segregada conforme os custos que os consumidores das diferentes faixas de tensão geram ao sistema de distribuição. Entretanto, verifica-se a necessidade de maiores estudos acerca dos custos marginais fornecidos pelas distribuidoras, para que possam representar de forma mais próxima os custos efetivos, e, também, a necessidade de que as distribuidoras passem a fornecer as campanhas de medição referentes às suas respectivas áreas de concessão.

A Nota Técnica “Metodologia de Cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – SRD/ANEEL” (ANEEL, 2001) ressalta que as tarifas de uso, obtidas a partir dos procedimentos dispostos na própria Nota Técnica, produziria uma nova estrutura tarifária que, eventualmente, poderia sinalizar uma migração de receita entre os níveis de tensão.

Além disso, de acordo com a referida Nota Técnica, a implementação das tarifas de uso, sujeita à ausência de campanhas de medidas para cada área de concessão, planejamentos de investimentos e LQO inconsistentes, e grande divergência entre as concessionárias na definição das atividades que constituem os serviços de distribuição e comercialização, poderiam apresentar distorções que comprometeriam uma alocação eficiente de recursos. Assim, considerando as fragilidades circunstanciais dos dados utilizados, a ANEEL decidiu pela

implementação de tarifas de uso calculadas a partir de valores médios dos custos marginais e percentuais de distribuição.

Entretanto, na medida em que a tarifa de uso não é calculada com base nos custos reais da distribuidora, mas através de custos médios que não necessariamente representam a realidade de cada concessão, compromete-se a eficiência alocativa. Em algumas situações, o consumidor poderá estar pagando, pelo serviço de distribuição, uma tarifa mais elevada que o custo que gera ao sistema, subsidiando os consumidores das demais faixas de tensão. Além disso, esse consumidor será incentivado a utilizar a rede abaixo do nível ótimo, pois a tarifa de uso estará acima dos custos de distribuição.

Outro ponto que deve ser observado é que, se as tarifas de uso não representarem os custos efetivos que os consumidores geram ao sistema de distribuição, quando um consumidor exercer sua liberdade de escolha através de um outro comercializador, a distribuidora poderá auferir prejuízos.

Assim, embora a Resolução ANEEL nº 594/2001 tenha realizado um grande passo para a eficiência alocativa das tarifas de uso, com a determinação do uso dos custos marginais de capacidade, para que essa eficiência realmente possa ser obtida, novos aprimoramentos ainda são requeridos.

### **4.3. Metodologia da Resolução ANEEL nº 152/2003**

Em 31 de dezembro de 2002, o Decreto nº 4.562 determinou que os consumidores do Grupo A das concessionárias de distribuição deveriam celebrar contratos distintos para conexão, uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e compra de energia elétrica. Além disso, em relação às tarifas de uso, o referido Decreto estabeleceu que as parcelas apropriadas dos custos do transporte, perdas de energia, bem como os encargos de conexão e encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo, devem ser consideradas no cálculo da tarifa de uso.

Desse modo, visando atender à política tarifária estabelecida pelo Decreto nº 4.562 e incorporando as regras e conceitos das revisões tarifárias periódicas, em 3 de abril de 2003, a metodologia de cálculo da tarifa de uso do sistema de distribuição foi alterada pela Resolução ANEEL nº 152/2003.

De acordo com a Resolução ANEEL n° 152/2003, as tarifas de uso passaram a ser calculadas pelo método de *bottom-up*, uma vez que os custos da atividade de distribuição começaram a ser estimados nos processos de revisão tarifária periódica. Apesar da alteração do método *top-down* para *bottom-up*, o cálculo da tarifa de uso continuou a apresentar as mesmas etapas definidas pela Resolução ANEEL n° 594/2001: cálculo da receita requerida de distribuição, cálculo dos custos marginais de capacidade e cálculo das tarifas de uso.

A principal diferença entre o método estabelecido pela Resolução ANEEL n° 152/2003 e Resolução ANEEL n° 594/2001 refere-se à etapa de cálculo da receita requerida de distribuição, enquanto que os procedimentos das demais etapas permaneceram constantes. Pela Resolução ANEEL n° 594/2001, a receita requerida é calculada pela subtração dos custos, não relativos à atividade de distribuição, da receita global obtida pela aplicação das tarifas de fornecimento. Já pelo método de *bottom-up*, a receita requerida de distribuição é calculada com base nos custos operacionais eficientes e na remuneração de investimentos prudentes à atividade de distribuição, obtidos no processo de revisão tarifária da distribuidora.

Além de incorporar os novos preceitos da revisão tarifária, a receita requerida passou a ser dividida nos componentes Fio, Encargo e Uso da Rede Básica. O componente Fio é composto pelos custos operacionais eficientes e pela remuneração dos investimentos prudentes, além do valor das seguintes despesas:

- i) Montante das perdas técnicas do sistema de distribuição de energia elétrica;
- ii) Quota de Reserva Global de Reversão;
- iii) Encargos de conexão e do Operador Nacional do Sistema Elétrico;
- iv) Encargos de uso dos sistemas de distribuição;
- v) Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética;
- vi) PIS/PASEP e COFINS; e
- vii) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.

Em relação ao valor das últimas três despesas, são considerados apenas os montantes relativos ao Fio.

O componente Encargo é o somatório dos valores dos seguintes itens:

- i) Quota de recolhimento à Conta de Consumo Nacional - CCC;
- ii) Encargos de Serviços do Sistema - ESS;
- iii) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa;
- iv) Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de ITAIPU Binacional;
- v) Montante das perdas comerciais de energia elétrica, reconhecidas no processo de revisão tarifária;
- vi) Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética;
- vii) PIS/PASEP e COFINS; e
- viii) TFSEE.

Para os itens P&D, Eficiência Energética, PIS/PASEP, COFINS e TFSEE, devem ser considerados apenas os valores correspondentes ao componente Encargo.

O último componente da receita requerida de distribuição, Uso da Rede Básica, é obtido pela aplicação da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) ao mercado de referência da demanda.

Assim como nas Resoluções ANEEL n° 286/1999 e n° 594/2001, pela metodologia da Resolução ANEEL n° 152/2003, as tarifas de uso são determinadas por faixa de tensão, com valores aplicáveis às demandas ativa, para os postos tarifários ponta e fora de ponta. Entretanto, as tarifas de uso passaram a ser aplicadas também sobre o consumo mensal de energia elétrica, pois o componente Encargo é faturado em R\$/MWh.

Em relação à estrutura tarifária, essa é estabelecida de acordo com os seguintes procedimentos:

- Cálculo dos custos padrão por faixa de tensão, a partir dos custos incrementais médios de longo prazo de cada concessionária;
- Cálculo dos custos marginais de capacidade por faixa de tensão, considerando os custos padrão por faixa de tensão, as curvas de carga e o diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência, na condição de carga máxima do ano do estudo tarifário;



- Cálculo das tarifas de distribuição proporcionalizando o componente Fio, considerando os custos marginais de capacidade por faixa de tensão e o mercado de referência de demanda; e
- Cálculo das tarifas aplicáveis às demandas de potência ativa, adicionando, às tarifas de distribuição, a tarifa de uso das instalações de transmissão, vinculadas à respectiva Unidade de Federação.

Para a definição da tarifa de uso a ser aplicada a unidades geradoras, manteve-se o mesmo procedimento das Resoluções anteriores, onde a tarifa de uso, para concessionárias de distribuição que operam em níveis de tensão acima de 34,5 kV, é igual ao menor valor obtido pelos procedimentos descritos acima. Enquanto que, para as distribuidoras que operam apenas em níveis de tensão igual ou inferior a 34,5 kV, a tarifa de uso a ser aplicada é estabelecida com base em valores médios regionais.

#### **4.3.1. Análise da metodologia da Resolução ANEEL n° 152/2003**

O primeiro ponto de alteração entre metodologia da Resolução ANEEL n° 152/2003 e a Resoluções ANEEL n° 286/1999 e n° 594/2001 é a divisão da tarifa de uso em três componentes, TUSD-Fio, TUSD-Encargos e Uso da Rede Básica.

A criação da TUSD-Fio e TUSD-Encargos teve como princípio a separação dos custos relacionados especificamente ao transporte de energia elétrica, dos encargos cobrados via tarifa de uso, de forma que a TUSD-Fio seria composta apenas pelos custos do transporte; e a TUSD-Encargos, pelos encargos e perdas comerciais, conforme Figura 9.

Além dos custos que compõem a TUSD-Fio e TUSD-Encargos, essas duas componentes diferem na forma como são faturadas, pois a TUSD-Fio é cobrada em R\$/kW e a TUSD-Encargos em R\$/MWh. Assim, os custos incorporados na TUSD-Fio são rateados de acordo com os custos marginais de capacidade, enquanto que os custos da TUSD-Encargos são cobrados proporcionalmente à energia consumida, independentemente da faixa de tensão em que o consumidor está conectado.

| TUSD-FIO<br>(R\$/kW)   | TUSD-Encargos<br>(R\$/MWh)   |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Custos operacionais eficientes e remuneração dos investimentos;</li> <li>2. Montante das perdas técnicas;</li> <li>3. RGR</li> <li>4. Encargos de conexão e do Operador Nacional do Sistema Elétrico;</li> <li>5. Encargos de uso dos sistemas de distribuição;</li> <li>6. Pesquisa &amp; Desenvolvimento e Eficiência Energética;</li> <li>7. PIS/PASEP e COFINS; e</li> <li>8. TFSEE</li> </ol> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. CCC;</li> <li>2. Encargos de Serviços do Sistema - ESS;</li> <li>3. Proinfra;</li> <li>4. Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de ITAIPU Binacional;</li> <li>5. Montante das perdas comerciais de energia elétrica;</li> <li>6. Pesquisa e Desenvolvimento - P&amp;D e Eficiência Energética;</li> <li>7. PIS/PASEP e COFINS; e</li> <li>8. TFSEE.</li> </ol> |

**Figura 9 – Composição da TUSD-Fio e TUSD-Encargos**

#### **4.3.1.1. Receita Requerida de Distribuição**

Os valores dos componentes da TUSD-Fio são definidos no processo de revisão tarifária periódica, onde todos os custos incorridos pela distribuidora são verificados. Diferentemente de como era calculada a TUSD pela Resolução ANEEL nº 594/2003, a TUSD-Fio independe do valor da tarifa de fornecimento cobrada do consumidor final, pelo contrário, é com base na TUSD que a tarifa de fornecimento passou a ser definida, sendo esta última a soma da tarifa de uso do sistema de distribuição com a tarifa de uso da rede básica e a tarifa de energia.

Portanto, a alteração metodológica do cálculo da TUSD, de *top-down* para *bottom-up*, fez com que a tarifa de uso não seja obtida pela aplicação da ECPR, pois essa estabelece o cálculo da tarifa de uso com base na tarifa de fornecimento. Nesse sentido, o valor da tarifa de fornecimento não terá impactos sobre a eficiência econômica da tarifa de uso.

Considerando que todos os custos do serviço de distribuição de energia elétrica são conhecidos e mensurados nas revisões tarifárias, duas questões devem

ser abrangidas para a análise da eficiência econômica da TUSD: quais custos estão embutidos na tarifa de uso e como são estimados.

Em relação aos custos que compõem a TUSD-Fio, estabelecidos pela Resolução ANEEL nº 152/2003, verifica-se a inclusão dos encargos de uso dos sistemas de distribuição e dos encargos setoriais Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética.

Entretanto, a inovação ocorrida no cálculo da TUSD-Fio reside na estimação dos custos essencialmente da atividade de distribuição, custos operacionais da distribuidora e a remuneração dos investimentos realizados. Para o cálculo dos custos operacionais, adotou-se a metodologia da Empresa de Referência e, para os investimentos a serem remunerados, homologaram-se os critérios de definição da base de remuneração através da Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002.

#### **A) Custos operacionais: Empresa de Referência**

De acordo com a Nota técnica nº 042/2003 – SRE/ANEEL, a determinação dos custos operacionais eficientes é um dos grandes desafios da revisão tarifária, já que o regulador possui um acesso limitado às informações referentes aos custos das distribuidoras, sofrendo assim os efeitos da informação assimétrica. Isso porque, nessa situação, a distribuidora poderá manipular seus dados contábeis, tornando o valor dos custos e investimentos mais elevado que o efetivo. Dessa forma, a receita requerida pela distribuidora será mais elevada que o valor real.

Visando solucionar esse problema, a ANEEL adotou a metodologia de "Empresa de Referência" para a estimativa dos custos de distribuição, na qual esses são mensurados conforme uma definição externa dos parâmetros de eficiência e não com base nas informações fornecidas pelas próprias distribuidoras. Segundo a ANEEL, a Empresa de Referência:

*"trata-se de uma metodologia que permite determinar os custos associados à execução dos processos e atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, gestão comercial de clientes,*

*direção e administração, em condições que assegurem que a concessionária distribuidora poderá atingir os níveis de qualidade de serviços exigidos e que os ativos necessários manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil" (ANEEL, 2003B, pg. 3).*

Ao se estipular a Empresa de Referência, determinam-se os custos operacionais eficientes que devem ser considerados nas tarifas pagas pelos consumidores. Assim, a distribuidora “compete” com a Empresa de Referência, de forma que terá incentivos à minimização dos custos, uma vez que, se esses excederem àqueles reconhecidos regulatoriamente, a distribuidora está realizando prejuízo.

Portanto, a adoção da metodologia da Empresa de Referência teve como finalidade estimar os custos operacionais eficientes da distribuidora, a serem utilizados no cálculo da TUSD-Fio, de forma a solucionar o problema da informação assimétrica, ao mesmo tempo em que a distribuidora é incentivada a minimizar seus custos operacionais.

Como apresentado anteriormente, a informação assimétrica é produzida por problemas com seleção adversa ou risco moral, onde a seleção adversa está relacionada às diferentes possibilidades produtivas e o risco moral refere-se às ações discricionárias, praticadas pela firma, que afetam a função de produção.

Sob a teoria da regulação por incentivos, há duas possibilidades de regulação, os contratos de preços fixos, que possuem altos incentivos à redução dos custos, mas que em determinados casos poderão fornecer uma renda alta à firma regulada, e os contratos pelo custo, que possuem baixos incentivos à redução dos custos, mas que são capazes de extrair a renda da firma regulada.

O tipo de contrato, a ser escolhido pelo regulador, dependerá da característica da informação assimétrica presente. Se o problema estiver relacionado à seleção adversa, o regulador poderá selecionar um contrato pelo custo, mas, se o problema referir-se ao risco moral, o regulador poderá optar por um contrato de preço fixo.

Pode-se afirmar que a metodologia da empresa de referência é um contrato de preço fixo, onde a distribuidora recebe um pagamento, pré-estabelecido, para cobrir

os custos operacionais do serviço de distribuição. Assim, a distribuidora possui um alto incentivo à minimização dos custos, pois, com a redução de seus custos operacionais, terá lucros maiores.

Nesse sentido, a adoção da Empresa de Referência para a estimação dos custos operacionais eficientes considera a presença do problema de risco moral, enquanto que a seleção adversa é desconsiderada, uma vez que, na metodologia da Empresa de Referência, identificam-se todos os processos inerentes à gestão para o cumprimento das atividades relacionadas à distribuição de energia elétrica, assumindo, assim, o conhecimento da tecnologia produtiva.

Ao observar a metodologia da empresa de referência, verifica-se que os custos operacionais eficientes para a atividade de distribuição incluem também a atividade de comercialização. Conforme a ANEEL (2003B), a gestão da Empresa de Referência requer o cumprimento de várias funções, incluindo as atividades do ciclo comercial:

- a) “Gestão Comercial, entendida como o planejamento, o monitoramento e controle da execução dos processos comerciais, de maneira a assegurar que estes sejam desenvolvidos dentro do marco dos objetivos estabelecidos”; e
- b) “Técnico-Comercial, contemplando a execução específica das tarefas de medição de consumo, faturamento e cobrança, atendimento ao cliente, controle de perdas ‘não técnicas’ e gestão da medição (ensaios e provas de laboratório)”.

Assim, os custos de comercialização, ao integrarem parte da Empresa de Referência, também constituem o componente Fio da receita requerida de distribuição e, por conseqüência, são incorporados à TUSD-Fio.

Sob esse foco, verifica-se que há uma grande diferença entre as metodologias das Resoluções ANEEL n° 594/2001 e Resolução ANEEL n° 152/2003, no que tange à questão da separação contábil das atividades de distribuição e comercialização. Como mencionado anteriormente, a Resolução ANEEL n° 594/2001, assim como a Resolução ANEEL n° 286/1999, segrega os valores dos custos das atividades de distribuição e comercialização, de forma que a TUSD contenha apenas os custos referentes à distribuição. Porém, na aplicação da Resolução ANEEL n° 152/2003, essa separação não é mais realizada.

Em relação a essa diferença entre a Resolução ANEEL n° 152/2003 e Resolução ANEEL n° 594/2001, cabe o questionamento se os custos de comercialização devem ou não fazer parte da TUSD. Caso os custos de comercialização não devam ser cobrados dos consumidores livres e, conseqüentemente, não ser incorporados na tarifa de uso, as Resoluções ANEEL n° 286/1999 e n° 594/2001 apresentaram o procedimento correto, isto é, a segregação das atividades de distribuição e comercialização.

Sob essa mesma hipótese, a aplicação da Resolução ANEEL n° 152/2003 estaria resultando em uma tarifa de uso acima no nível ótimo, pois incorporaria os custos de comercialização não gerados pelos consumidores livres. Mas, em situação contrária, onde a distribuidora incorre em custos de comercialização mesmo quando o consumidor é livre, então as tarifas de uso devem ser compostas pelas atividades de distribuição e comercialização. Portanto, é preciso verificar se a distribuidora apresenta custos com comercialização de energia elétrica em relação ao consumidor livre.

Os custos de comercialização são compostos por propriedade e leitura do medidor, pedido de fornecimento, cadastro, faturamento, atendimento ao consumidor e a realização de contratos. Em relação a esses custos, verifica-se que a distribuidora possui pouca possibilidade de evitá-los quando perde um consumidor cativo. Essa afirmação baseia-se no fato de que a distribuidora precisará manter a infra-estrutura básica para fornecer os serviços de comercialização, uma vez que continuará sendo a comercializadora em última instância daqueles consumidores que continuarem cativos. Além disso, um consumidor livre poderá voltar a contratar energia elétrica da distribuidora, fazendo com que a distribuidora precise manter a sua infra-estrutura de comercialização.

No que se refere aos custos do Ciclo do Serviço de Cobrança (propriedade e leitura do medidor, fatura e coleta), os custos evitáveis e a possibilidade de ganhos de eficiência, quando uma comercializadora presta esses serviços, também são pequenos. Considerando a propriedade do medidor, se a distribuidora, ao perder um consumidor cativo, vendê-lo à comercializadora, não há nenhum ganho de eficiência. E se, por outro lado, a comercializadora fornecer um medidor novo, a distribuidora poderá ficar com um custo encalhado mesmo que esse medidor possa ser utilizado

com um novo consumidor cativo, caso haja uma tendência para os consumidores tornarem-se livres.

Os custos evitáveis da leitura de medidor também são mínimos porque o leitor ainda terá que realizar a rota de leitura dos consumidores cativos. A distribuidora continuará a calcular a fatura de distribuição e a processar os pagamentos dos consumidores. Além disso, os custos com centro de atendimento também serão mantidos, na medida em que a distribuidora terá que atender o consumidor sobre dúvidas relacionadas a localizações de cabo condutor soterrado, solicitações de novo serviço, ligações e cortes.

Portanto, os custos evitáveis da distribuidora na atividade de comercialização serão pequenos, caso a distribuidora deixe de fornecer energia a um consumidor. Nesse sentido, permitir que a comercializadora realize atividades como medição e faturamento, criaria custos enalhados para a distribuidora, enquanto o consumidor não seria beneficiado com uma redução de custos, já que a possibilidade de ganhos de eficiência na atividade de comercialização é pequena.

Além dos custos enalhados, a aplicação da competição no segmento de comercialização induz ao problema de *cream-skimming*, pois a comercializadora terá incentivos de comercializar energia apenas com os consumidores de baixo custo, isto é, os grandes consumidores, enquanto a distribuidora ficaria responsável pela comercialização com os pequenos consumidores, que possuem altos custos com medição, faturamento e atendimento ao consumidor.

Na prática, o que se observa no setor elétrico brasileiro é que as distribuidoras continuam a fornecer aos consumidores livres as atividades do ciclo de cobrança – CSC, tais como propriedade e leitura do medidor, fatura e coleta, enquanto as comercializadoras possuem apenas os custos com contratos. Desta forma, a possibilidade de ganhos advindos da competição no segmento de comercialização passa a não ser mais considerada, já que o comercializador possui apenas os custos de realização do contrato. Neste novo contexto, os ganhos com a competição e a entrada eficiente de novas firmas ocorrerão apenas no segmento de geração.

Em relação à metodologia de cálculo da tarifa de uso, verifica-se que os custos de comercialização devem compor a tarifa de uso, pois a distribuidora realiza os processos relacionados a essa atividade para todos os consumidores. Se os custos

de comercialização não fossem incorporados à tarifa de uso, somente os consumidores cativos estariam pagando, por meio da tarifa de energia, e, dessa forma, estariam subsidiando os consumidores livres. Assim, a aplicação da metodologia da Resolução ANEEL nº 152/2003, onde os custos de comercialização estão considerados na Empresa de Referência, está correta.

Assim, no que se refere às metodologias das Resoluções ANEEL nº 286/1999 e nº 594/2001, constata-se que os custos de comercialização não deveriam ter sido retirados da receita requerida líquida, pois isto resultou em uma tarifa de acesso mais baixa que a tarifa ótima, podendo incentivar uma entrada excessiva nos segmentos de comercialização e geração. Adicionalmente, as distribuidoras não ficaram indiferentes à perda de um consumidor cativo, uma vez que a tarifa de uso não cobria todos os seus custos na atividade de distribuição e comercialização.

## **B) Remuneração dos Investimentos: Definição da Base de Remuneração**

Além dos custos operacionais eficientes, a remuneração dos investimentos prudentes também deve ser estimada para a determinação do componente Fio da receita requerida de distribuição. A remuneração do capital investido é resultado da aplicação da taxa de retorno, calculada de acordo com o método do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), sobre a Base de Remuneração, calculada conforme Resolução ANEEL nº 493, de 3 de setembro de 2002.

Pelo método WACC, o custo do capital investido é calculado através do custo de capital próprio e do custo de capital de terceiros, ponderados pela participação de cada um na estrutura de capital da distribuidora. Para o custo do capital próprio, é utilizado o método CAPM (*Capital Assets Pricing Model*), que obtém o retorno esperado de um ativo de acordo com a taxa de retorno sem risco, mais um ajuste pelo risco, sendo que este último termo reflete o retorno adicional que o investidor exige em decorrência do risco do investimento.

Dessa forma, de acordo com a ANEEL (2003A), a utilização do CAPM para o cálculo do custo de capital próprio garante um retorno adequado sobre o capital investido, considerando apenas os riscos inerentes à atividade regulada e mantendo,



assim, a atratividade do capital, sendo necessário o acréscimo dos seguintes riscos da atividade: risco de mercado, risco país, risco cambial e risco regulatório.

Para o cálculo do custo de capital de terceiros, a ANEEL adota um método similar ao do custo de capital, no qual os prêmios de riscos adicionais, exigidos pelo mercado para se emprestar recurso a uma distribuidora, são somados à taxa livre de risco. A ANEEL vem considerando os seguintes prêmios de risco exigidos pelo mercado: prêmio de risco de crédito; prêmio de risco da atividade de distribuição no Brasil; e prêmio de risco cambial.

Em relação à Base de Remuneração, isto é, os investimentos a serem remunerados, a ANEEL homologou em 3 de fevereiro de 2002, mediante Resolução ANEEL n° 493, a metodologia e os critérios para sua definição. Além disso, em 30 de julho de 2003, a ANEEL publicou a Nota Técnica n° 178/2003 – SFF/SRE/ANEEL, com a finalidade de prestar esclarecimentos referentes à metodologia da Resolução ANEEL n° 493/2002.

Conforme Resolução ANEEL n° 493/2002, quando da realização da revisão tarifária periódica, será efetuado ajuste no conjunto de ativos imobilizados em serviço, mediante processo de avaliação dos ativos, visando compor a base de remuneração da concessionária. De acordo com a Nota Técnica n° 178/2003 – SFF/SRE/ANEEL, esses bens são avaliados tomando como base o custo de reposição e depreciados mediante aplicação das taxas estabelecidas no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, a partir da data de entrada em operação dos bens, para a obtenção do valor de mercado em uso.

Adicionalmente, a Nota Técnica n° 178/2003 – SFF/SRE/ANEEL definiu que o custo de reposição é dado pelo valor novo de reposição, sendo esse o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir de cotações junto a fabricantes e fornecedores e/ou composição de custos, além de levar em conta informações de compra/logística da concessionária, custos de frete, instalação, impostos não recuperáveis e outros que representem a sua completa reposição.

De acordo com os art. 5° e 6° da referida Resolução, para fins da primeira revisão tarifária periódica, a concessionária deverá realizar a equalização da base de dados dos ativos, de forma que os dados contábeis reflitam os ativos efetivamente existentes. Uma vez definida a base de remuneração inicial, a movimentação de

ativos integrantes da mesma, deverá ser efetuada de acordo com os critérios estabelecidos, para que na revisão tarifária subsequente, a nova base de remuneração inclua as movimentações efetuadas no período anterior à data de revisão, sendo revista e avaliada novamente.

Assim, a partir da homologação da Resolução ANEEL nº 493 em 3 de fevereiro de 2002, as bases de remuneração, utilizadas no processo de definição do Componente Fio da TUSD, começaram a ser definidas. Entretanto, é importante observar que até o final do ano de 2004, das 44 revisões tarifárias periódicas realizadas, apenas 10 bases de remuneração foram aprovadas pela ANEEL. Para aquela concessionária que não teve sua base de remuneração aprovada, os resultados da revisão tarifária foram determinados como provisórios até que a base fosse validada.

No processo de definição da base de remuneração, a ANEEL analisa o laudo de avaliação entregue pela concessionária, que poderá ou não ser validado. Nos casos onde o laudo não é validado, a concessionária deverá entregar um novo laudo no reajuste tarifário subsequente, para que a ANEEL realize uma nova análise e possa, assim, estabelecer o valor definitivo da base de remuneração. Desse modo, quando o laudo não é validado, a base de remuneração, juntamente com os resultados da revisão tarifária, é dada como provisória. Nessa situação, o procedimento adotado pela ANEEL para a definição dos resultados provisórios da revisão periódica, é a utilização de um percentual do custo histórico do ativo imobilizado em serviço, corrigido pelo IGP-M, para o valor da base de remuneração. Esse percentual tem variado na faixa de 60% a 70% do custo histórico corrigido.

É importante observar que a definição da base de remuneração tem implicação direta sobre a tarifa de uso do sistema de distribuição, uma vez que a TUSD-Fio é composta principalmente pelos custos operacionais eficientes e pela remuneração do capital, sendo essa última calculada de acordo com a base de remuneração definida no processo de revisão tarifária. Nesse sentido, para que haja incentivos à realização de investimentos, a TUSD-Fio deverá incorporar uma remuneração dos investimentos prudentes efetivamente realizados pela concessionária

Em uma situação onde a base de remuneração é valorada acima dos investimentos prudentes realizados, a remuneração do capital estará sobre-valorizada, conseqüentemente, a TUSD-Fio terá o seu valor acima do nível ótimo. Por outro lado, quando o valor da base de remuneração é definido abaixo dos investimentos prudentes realizados pela concessionária, a TUSD-Fio não remunerará integralmente os investimentos realizados na rede de distribuição, não fornecendo, assim, incentivos à realização de investimentos necessários.

Na prática, o que tem sido observado é a dificuldade por parte da ANEEL em validar os laudos de avaliação enviados pelas concessionárias, de forma que apenas 10 bases foram validadas até o final de 2004, uma vez que estes laudos de avaliação têm apresentado falhas e inconsistências no que se refere ao atendimento dos procedimentos estabelecidos pela Resolução ANEEL n° 493/2002 e Nota Técnica n° 178/2003 – SFF/SRE/ANEEL.

Essa dificuldade em se definir a base de remuneração tem conseqüências sobre a eficiência da TUSD, pois, na ausência de uma remuneração adequada para os investimentos realizados, a TUSD-Fio não apresentará um valor capaz de incentivar um nível ótimo de investimentos, realizados através da minimização de custos, ao mesmo tempo em que não conseguirá gerar uma utilização eficiente da rede de distribuição. Isto porque, caso a TUSD-Fio não contemple corretamente os investimentos prudentes, o seu valor será mais baixo que o eficiente, desestimulando a realização de novos investimentos e incentivando uma sobre-utilização da rede.

Portanto, é imprescindível que o processo de definição da base de remuneração seja aprimorado, a fim de que a tarifa de uso do sistema de distribuição possa refletir uma remuneração adequada dos investimentos, e então, a eficiência alocativa seja obtida, além de criar incentivos à realização de investimentos necessários.

#### **4.3.1.1.1. TUSD-Encargos**

Além da componente TUSD-Fio, a tarifa de uso é composta pela TUSD-Encargos. Nessa componente, são considerados os encargos devidos pelos consumidores relativos ao segmento de consumo de energia elétrica. Assim, a tarifa

de uso atualmente aplicada não é composta somente pelos custos intrínsecos da atividade de distribuição de energia elétrica, mas também, de encargos relacionados ao consumo de energia.

A motivação para que a tarifa de uso comporte esses encargos deve-se à Resolução CNPE n° 12, de 17 de setembro de 2002, que estabeleceu em seu art. 1° que, na definição do valor das tarifas para os contratos de concessão e de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição, serão consideradas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo.

Dessa forma, as perdas comerciais e os encargos relativos ao segmento de consumo de energia passaram a ser cobrados mediante a TUSD-Encargos, mesmo não guardando relação com a atividade de distribuição propriamente dita. Além de atender à Resolução CNPE n° 12/2002, a inclusão das perdas comerciais e dos encargos na TUSD se deu principalmente para facilitar a cobrança desses custos, de forma a utilizar a TUSD como “veículo” para operacionalizar a cobrança, uma vez que dificilmente seria realizada por outra via.

No cálculo realizado conforme a Resolução ANEEL n° 594/2001, as tarifas de uso não consideram os encargos gerados pelo consumo de energia e também as perdas comerciais. Considerando que esses custos são devidos pelos consumidores, quando não são cobrados mediante TUSD ou outro mecanismo, há um incentivo não eficiente para que consumidores tornem-se livres porque deixaram de arcar com esses custos. Assim, visando solucionar esse problema, a metodologia de cálculo da TUSD estabelecida pela Resolução ANEEL n° 152/2003 passou a contemplar esses encargos e as perdas comerciais.

Em relação às perdas comerciais, a sua incorporação à tarifa de uso permitiu que os consumidores livres também pagassem esse custo. Como mencionado anteriormente, quando da aplicação da Resolução ANEEL n° 594/2001, as tarifas de uso não consideravam as perdas comerciais, fazendo com que apenas os consumidores cativos arcassem com essa responsabilidade e subsidiassem os consumidores livres. Portanto, a Resolução ANEEL n° 152/2003, ao estipular que as perdas comerciais devem compor a tarifa de uso, eliminou o subsídio cruzado existente entre consumidores cativos e livres.

Outro ponto que deve ser observado em relação à TUSD-Encargos é que a tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de ITAIPU Binacional passou a ser embutida no cálculo da TUSD, diferentemente do procedimento estabelecido pela Resolução ANEEL n° 594/2001. De acordo com os art. 15 e 16 da Lei 9.074, de 1995, os consumidores livres podem optar por contratar seu fornecimento de energia elétrica, no todo ou em parte, de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado, não existindo obrigação para adquirirem energia de ITAIPU. Nesse sentido, ao se contemplar custos do transporte da energia de ITAIPU na TUSD – Encargos, os consumidores livres necessariamente estarão pagando pelo transporte de uma energia que não consomem.

Por outro lado, os custos com transporte de energia gerada por Itaipu podem ser vistos como um custo irrecuperável da distribuidora, de forma que devem ser arcados por todos os consumidores. Sob esse ângulo, o transporte de energia proveniente de Itaipu deve ser considerado na TUSD. A forma como essa questão poderá ser tratada na definição da TUSD será analisada mais adiante.

#### **4.3.1.2. Estrutura tarifária**

Os procedimentos para a definição da estrutura tarifária da TUSD com base na receita requerida de distribuição, aplicados conforme Resolução ANEEL n° 594/2001, foram mantidos. Assim, a receita requerida de distribuição continuou a ser proporcionalizada de acordo com os custos marginais de capacidade, para que novamente a estrutura tarifária da TUSD pudesse ser estabelecida de forma que os consumidores de cada faixa de tensão arcassem com os respectivos custos que geram ao sistema de distribuição.

Entretanto, há uma diferença entre as tarifas de uso obtidas pela Resolução ANEEL n° 152/2003 e aquelas obtidas pela Resolução ANEEL n° 594/2001. As tarifas de uso aplicadas conforme a Resolução ANEEL n° 594/2001 eram cobradas através de uma única componente, a TUSD, faturada em R\$/kW, onde a receita requerida de distribuição era rateada pelos custos marginais de capacidade de cada nível de tensão, fazendo com que os consumidores de cada um desses níveis

apresentasse uma tarifa distinta, como pode ser observado pelas tarifas de uso da Bandeirante Energia S/A presentes na Tabela 6.

**TABELA 6 – TUSD obtida pela aplicação da Resolução ANEEL n° 152/2001**

| Resolução n° 677/2001      |               |          |
|----------------------------|---------------|----------|
| TUSD - Consumidores Livres | TUSD (R\$/kW) |          |
| SUBGRUPO                   | Ponta         | F. Ponta |
| A1 (230kV ou mais)         |               |          |
| A2 (138 a 88kV)            | 5,73          | 1,68     |
| A3 (69kV)                  |               |          |
| A3a (44 a 30kV)            |               |          |
| A4 (25 a 2,3kV)            | 13,36         | 4,77     |
| BT (Menor que 2,3kV)       | 19,95         | 8,01     |

Com a homologação da Resolução ANEEL n° 152/2003, a receita requerida de distribuição passou a ser segregada nos componentes Fio, Encargo e Uso da Rede Básica, de forma que a tarifa de uso foi dividida em TUSD-Fio e TUSD-Encargos, conforme abordado anteriormente. A TUSD-Fio manteve os mesmos procedimentos de definição da estrutura tarifária, enquanto que a TUSD-Encargos é igual para todo consumidor, independente do nível de tensão a que está conectado. Além disso, a TUSD-Encargos é faturada em R\$/MWh.

O fato da TUSD-Encargos não apresentar uma estrutura tarifária definida pelos custos marginais de capacidade, e ser faturada em R\$/MWh, está relacionado com os custos que a compõem, basicamente encargos setoriais relativos ao segmento de consumo de energia elétrica e perdas comerciais, que não possuem qualquer relação com o transporte de energia característico da atividade de distribuição. Dessa forma, esses custos não dependem da faixa de tensão do consumidor, uma vez que são gerados pela utilização da energia e não pelo transporte da mesma na rede, fazendo com que devam ser cobrados de acordo com a energia consumida, isto é, em R\$/MWh, através de uma TUSD-Encargos igual a todos os consumidores, conforme Tabela 7.

**TABELA 7 – TUSD-Fio e TUSD-Encargos obtidas pela aplicação da Resolução ANEEL n° 152/2003**

| Resolução Homologatória n° 244/2004 - Anexo II B |                          |          |                         |          |
|--|--------------------------|----------|-------------------------|----------|
| TUSD - Consumidores Livres                       | TUSD-Fio + TUST (R\$/kW) |          | TUSD-Encargos (R\$/MWh) |          |
| SUBGRUPO   | Ponta                    | F. Ponta | Ponta                   | F. Ponta |
| A1 (230kV ou mais)                               |                          |          |                         |          |
| A2 (138 a 88kV)                                  | 14,62                    | 2,14     | 22,77                   | 22,77    |
| A3 (69kV)  |                          |          |                         |          |
| A3a (44 a 30kV)                                  |                          |          |                         |          |
| A4 (25 a 2,3kV)                                  | 25,57                    | 6,76     | 22,77                   | 22,77    |
| BT (Menor que 2,3kV)                             | 46,91                    | 8,32     | 22,77                   | 22,77    |

Em relação aos custos marginais de capacidade, utilizados na montagem da estrutura tarifária, verifica-se que foram mantidos os custos marginais padrão calculados pela ANEEL em 2001, através de uma média dos custos fornecidos pelas distribuidoras, sendo expurgados os valores extremos. Vale lembrar que os dados fornecidos pelas distribuidoras apresentavam um alto desvio-padrão e dificilmente sinalizavam corretamente os custos efetivos dos consumidores de cada nível de tensão.

Em 2001, apesar da utilização aos custos marginais padrão, calculados através de uma média, esperava-se a realização futura de novos estudos, com a finalidade de estabelecer grupos de custos marginais capazes de sinalizarem, de uma forma mais próxima, os custos de cada faixa de tensão para as diferentes distribuidoras. Entretanto, esses estudos não chegaram a ser realizados pela ANEEL, fazendo com que se mantivesse o uso dos custos marginais padrão adotados na aplicação da Resolução ANEEL n° 152/2001.

Devido à permanência da utilização dos custos marginais padrão no rateio da receita requerida de distribuição, as tarifas de uso continuaram a comprometer a eficiência alocativa, na medida em que essas podem não representar os custos reais que os consumidores geram ao sistema de distribuição.

Embora a definição do custo marginal não tenha sofrido nenhum avanço desde 2001, a mesma afirmação não pode ser feita em relação ao cálculo da responsabilidade dos consumidores de cada faixa de tensão sobre os custos marginais. Com o início das revisões tarifárias periódicas, as distribuidoras passaram a realizar as campanhas de medição necessárias para o levantamento das curvas de

carga e da responsabilidade dos consumidores sobre os custos marginais. Dessa forma, os custos marginais de capacidade tornaram-se mais próximos aos custos reais de cada distribuidora, na medida em que as tipologias de cada área de concessão começaram a ser conhecidas.

De maneira geral, pode-se concluir que a metodologia de cálculo da tarifa de uso ainda está em fase de aprimoramento; questões como a definição das bases de remuneração e a estimativa dos custos marginais ainda devem ser aperfeiçoadas. Atualmente, a metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição está passando pelo processo de Audiência Pública nº 47/2004, onde foram propostos aperfeiçoamentos. No próximo capítulo, serão apresentados alguns pontos relevantes de alteração na metodologia e, posteriormente, serão destacadas as questões que ainda necessitam de maiores estudos e discussão.



## **5. APERFEIÇOAMENTOS NECESSÁRIOS NA METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TUSD**

Recentemente, a Nota Técnica nº 303/2004-SRE/ANEEL e a Nota Técnica Complementar nº 313/2004-SRE/ANEEL foram colocadas em processo de Audiência Pública nº 47/2004, a ser realizada em 10 de março de 2005, com o objetivo de obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da regulação relativa ao cálculo da tarifa de uso do sistema de distribuição e da tarifa de energia elétrica.

De forma geral, a Nota Técnica nº 303/2004-SRE/ANEEL analisou os custos que devem compor a TUSD-Fio e a TUSD-Encargos, considerando que a TUSD-Fio deve refletir os custos efetivos da atividade de distribuição nos diferentes níveis de tensão, enquanto que a TUSD-Encargos deve refletir os encargos setoriais, relacionados ao consumo de energia.

Os aperfeiçoamentos propostos tiveram a finalidade de evitar a cobrança indevida, dos consumidores livres, de custos relativos à perda de energia na rede básica, geração própria e transporte de energia proveniente de ITAIPU, que, de acordo com a Nota Técnica nº 303/2004-SRE/ANEEL, não deveria ser realizada.

Apesar das mudanças propostas, algumas questões ainda devem ser discutidas no que se refere à alocação de custos na TUSD, sendo elas: transporte de Itaipu, encargos de conexão e contribuição ONS, e perdas comerciais. Além disso, o cálculo da TUSD deve ser aperfeiçoado no que se refere aos parâmetros de definição da estrutura tarifária - custos marginais e relação dos pontos tarifários ponta e fora de ponta – e à definição de uma metodologia de cálculo específica a ser aplicada às unidades geradoras.

### **A) Custos de Itaipu para consumidores livres**

Em relação aos custos do transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional, a Nota Técnica nº303/2004-SRE/ANEEL propõe que sejam considerados como um custo de aquisição de energia, realocando as despesas com transporte de ITAIPU da TUSD–Encargos para a tarifa de energia aplicada apenas aos consumidores cativos, assim como era estabelecido na Resolução ANEEL nº 594/2001.

A justificativa para tal realocação de custo foi baseada na Lei nº 9.074, de 1995, cujos art. 15 e 16 estabelecem que os consumidores potencialmente livres podem optar por contratar seu fornecimento de energia elétrica, no todo ou em parte, de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado, não existindo assim obrigação para consumidores livres adquirirem energia de ITAIPU. Portanto, ao incluir os custos com transporte de energia de ITAIPU na TUSD-Encargos, o consumidor livre estaria pagando pelo transporte de uma energia que não consome.

Entretanto, é importante observar que a tarifa de transporte de ITAIPU não é calculada em função da energia consumida pelos consumidores cativos, mas através dos recursos monetários necessários para recuperar o investimento realizado por Furnas – Centrais Elétricas S/A e para cobrir os custos de operação desse investimento. Nesse sentido, verifica-se que a tarifa de transporte de ITAIPU não está relacionada diretamente com o consumo de energia elétrica proveniente de ITAIPU, mas sim com a recuperação de investimento realizado pelas distribuidoras que detêm quota parte.

Sob o ponto de vista econômico, o transporte de ITAIPU é um custo irrecuperável (*stranded costs*) de um investimento realizado no passado, tido como prudente pelas distribuidoras, e que deve ser ressarcido por todos os consumidores, livres e cativos. Caso esse custo seja alocado na tarifa de energia e não na TUSD, somente os consumidores cativos estarão contribuindo com a sua recuperação, criando um sinal inadequado para a migração de consumidores potencialmente livres para a condição de livres. Nessa situação, a referida migração resultará em custos

encalhados à distribuidora, na medida em que não poderá repassá-los aos consumidores cativos até a próxima revisão tarifária, fazendo com que não fique indiferente a perda de um consumidor potencialmente livre.

Além disso, a transferência do custo do transporte de ITAIPU para a tarifa de energia instalaria um subsídio cruzado entre consumidores cativos e livres, pois somente os consumidores cativos estariam pagando pelo investimento, devido também pelos consumidores livres.

Do ponto de vista jurídico, a alocação desse custo na parcela energia estaria ferindo o art. 15 da Lei 9.074/1995, com redação dada pela Lei nº 10.848, que estabelece que o exercício da opção pelo consumidor não poderá resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes da concessionária de distribuição que tenha perdido mercado.

### **B) Encargos com conexão e contribuição ONS**

Os encargos de conexão referem-se ao aluguel pago às transmissoras pela utilização dos ativos de conexão, necessários para o fornecimento de energia aos consumidores, enquanto que a contribuição ONS corresponde ao rateio das despesas das atividades do Operador Nacional do Sistema.

Na atual metodologia de cálculo da tarifa de uso, esses custos estão alocados na TUSD-Fio, sendo assim rateados pelos custos marginais de capacidade de cada faixa de tensão. Entretanto, os encargos de conexão e a contribuição não guardam relação com os custos marginais de capacidade, pois os seus valores independem do nível de tensão a que os consumidores estão conectados.

Portando, devem ser cobrados dos consumidores sem que seja realizado o rateio pelos custos marginais de capacidade, assim como era estabelecido pela Resolução ANEEL nº 594/2001, onde os valores referentes à conexão e ao ONS eram divididos pela demanda total faturada do mercado de referência, e somados às TUSD somente após a realização do rateio dos custos da atividade de distribuição.

Quando os custos com encargos de conexão e ONS são rateados, os consumidores dos níveis de tensão mais baixos estão pagando-os em uma proporção maior que os consumidores em níveis de tensão mais elevados, uma vez que os custos marginais de capacidade crescem à medida em que a faixa de tensão diminui.

Nessa situação, há um incentivo não eficiente para que consumidores livres migrem para faixas de tensão mais elevadas, visando obter uma tarifa de acesso menor. Caso essa migração ocorra, a distribuidora apresentará um custo encalhado referente ao custo de encargos de conexão e ONS que deixou de arrecadar com a migração.

### **C) Perdas Comerciais na componente de encargos**

Em relação às perdas comerciais, a Nota Técnica nº 303/2004-SRE/ANEEL avalia dois critérios de rateio desse ônus entre consumidores livres e cativos de determinada área de concessão; a primeira valora as perdas em R\$/MWh e é aplicada de forma idêntica para todos os consumidores; a segunda consiste em apurar valor em R\$/kW, fazendo diferenciação por níveis de tensão.

De acordo com a Nota Técnica nº 303/2004-SRE/ANEEL, a cobrança das perdas comerciais deve ser em R\$/kW devido à relação existente entre o nível de perdas comerciais por nível de tensão e a forma de identificação das mesmas. Pois é possível afirmar que, nos níveis de tensão mais elevados, a perda comercial tende a ser menor, além do menor número de consumidores permitir uma gestão maior da concessionária no que diz respeito aos furtos e erros de medição. Portanto, propõe-se a cobrança das perdas comerciais em R\$/kW, conjuntamente com as perdas técnicas, formando um único componente, perdas de distribuição, a ser incorporado na denominada TUSD – Serviços.

Porém, ao ratear as perdas comerciais pelos custos marginais de capacidade, os consumidores dos níveis de tensão mais baixos estão contribuindo com o seu pagamento em uma maior proporção. Embora possa se afirmar que são nos níveis mais baixos de tensão que as perdas comerciais ocorrem, rateá-las pelos custos marginais cria incentivos não eficientes à migração de consumidores livres para níveis de tensão mais altos, com a finalidade de evitar seu pagamento. Novamente, a distribuidora arcará com custos encalhados e não ficará indiferente a essa migração.

### **D) Custos Marginais**

Desde 2001, a estrutura tarifária da TUSD é definida de acordo com os custos marginais padrão, obtidos por uma média Brasil. Entretanto, a relação utilizada não

necessariamente representa corretamente os custos de expansão dos níveis de tensão de cada concessionária, o que poderá criar uma estrutura tarifária onde alguns consumidores arquem com um custo maior do que aquele respectivamente gerado ao sistema, enquanto que outros consumidores estarão pagando uma tarifa de uso abaixo dos custos que efetivamente produzem.

Com a finalidade de verificar quais os impactos de uma variação nos custos marginais, foi realizada uma simulação na qual pôde-se comparar o valor da tarifa de uso calculada de acordo com o custo marginal padrão e, a tarifa de uso obtida com a adoção dos dados de planejamento de investimentos e LQOs fornecidos pela respectiva distribuidora. Foi selecionada uma distribuidora, a título de exemplo, de forma que, no processo habitual de cálculo da tarifa de uso, utilizaram-se os dados referentes ao custo marginal declarado pela própria distribuidora.

Os resultados da simulação estão na Tabela 8, onde a coluna referente a “valores conforme custo padrão” apresenta dois tipos de informações, os custos marginais de fornecimento ou capacidade e a TUSD-Fio, ambos obtidos conforme os custos marginais padrão adotado pela ANEEL. Na coluna “valores conforme custos informados pela distribuidora”, demonstra-se os custos marginais de fornecimento e a TUSD-Fio ao se utilizar os dados da distribuidora no que se refere ao custo marginal.

**TABELA 8 – Simulação do Custo Marginal de Fornecimento e da TUSD-Fio**

| Faixas de Tensão | Valores Conforme Custo Padrão             |               |                     |               | Valores Conforme Custos Informados pela Distribuidora |               |                     |               |
|------------------|---|---------------|---------------------|---------------|---|---------------|---------------------|---------------|
|                  | Custos Marginais de Fornecimento (R\$/kW) |               | TUSD <sub>Fio</sub> |               | Custos Marginais de Fornecimento (R\$/kW)             |               | TUSD <sub>Fio</sub> |               |
|                  | Ponta                                     | Fora de Ponta | Ponta               | Fora de Ponta | Ponta   | Fora de Ponta | Ponta               | Fora de Ponta |
| 88kV a 138kV     | 27,81                                     | 11,57         | 9,37                | 1,61          | 22,62   | 11,01         | 8,09                | 1,31          |
| 69kV             | 21,11                                     | 39,77         | 13,39               | 3,02          | 15,64   | 32,06         | 10,61               | 2,26          |
| 2,3kV a 25kV     | 27,23                                     | 66,39         | 23,89               | 7,17          | 25,45   | 75,56         | 25,02               | 7,55          |
| Menor que 2,3kV  | 87,19                                     | 42,79         | 24,83               | 4,49          | 87,71   | 47,82         | 24,53               | 4,43          |

Considerando, por hipótese, que os dados de planejamento de investimentos e LQOs fornecidos pela distribuidora representam efetivamente os custos marginais de expansão, ao invés dos custos marginais padrão, verifica-se, ao comparar as TUSD-Fio resultantes da simulação, que os consumidores do grupo 2,3 a 25KV estariam pagando uma TUSD-Fio mais baixa que a eficiente, enquanto que os demais consumidores, uma TUSD-Fio mais elevada, isto porque o custo marginal padrão da faixa de tensão 2,3 a 25KV é menor que aquele calculado com base nos dados fornecidos pela distribuidora, enquanto que os custos marginais dos outros subgrupos tarifários estão em situação oposta.

Nesse cenário, os consumidores da faixa 2,3 a 25KV são incentivados a utilizar a rede em um nível acima do nível ótimo, pois a TUSD-Fio não sinaliza todos os custos incorridos pela distribuidora ao transportar energia a essa faixa de tensão. Por outro lado, os consumidores das demais faixas são incentivados a utilizar a rede em um nível abaixo do ótimo.

É importante lembrar que, ao se utilizar os dados fornecidos pela distribuidora, a TUSD-Fio calculada não representa necessariamente seus custos reais, uma vez que grande parte dos estudos apresentados pelas distribuidoras, continha inconsistências e falhas. O objetivo da simulação é demonstrar a necessidade de um aprimoramento no processo de estimação dos custos marginais porque, quando o valor adotado no cálculo da TUSD-Fio não está casado com os custos efetivos, a TUSD-Fio passa a fornecer uma sinalização econômica que não incentiva o uso eficiente das redes de distribuição, fazendo com que a eficiência alocativa não seja alcançada.

### **E) Relação dos pontos tarifários ponta e fora de ponta**

Os postos tarifários, ponta e fora de ponta, foram introduzidos nas tarifas de fornecimento com a finalidade de produzir um sinal econômico capaz de perturbar o comportamento das cargas dos consumidores, de forma que se incentivasse uma modulação para melhor aproveitar a capacidade instalada do sistema.

No caso do sistema brasileiro, isso consistia, conforme DNAEE (1985), em afastar o consumo do horário de ponta do sistema e incrementá-lo nos demais

horários. Assim, foram criados os postos tarifários - ponta e fora de ponta - onde diferentes tarifas seriam aplicadas respectivamente a cada posto. Adicionalmente, as relatividades da tarifa de fornecimento, entre ponta e fora de ponta, estabelecidas na década de 80, procuraram guardar as relações identificadas na estrutura dos custos marginais.

Para a definição das tarifas de uso, foi aplicada, desde 1999, a relação existente entre as tarifas de ponta e fora de ponta, relacionadas ao grupo horosazonal azul. A manutenção dessa relação, até o presente momento, tem como finalidade evitar alterações no sinal econômico, que poderão causar aumentos de carga no período de ponta do sistema, sobrecarregando a rede de distribuição e produzindo a necessidade de investimentos adicionais nas redes de distribuição e transmissão.

Assim, o que se verifica é a adoção de uma relação entre os postos tarifários calculados na década de 80, e que não foi estimada novamente, para se verificar a aderência entre a sinalização econômica fornecida e os custos marginais de utilização da capacidade nos horários de ponta e fora de ponta. Nesse sentido, a utilização de uma relação entre a tarifa de ponta e fora de ponta, calculada há vinte anos atrás, poderá não fornecer incentivos corretos à utilização eficiente da rede.

A partir da simulação apresentada no item anterior, pode ser observada a relação entre os custos marginais de fornecimento para os horários de ponta e fora de ponta da concessionária dada como exemplo. Com base nesses custos, verifica-se que a relação ponta e fora de ponta dos consumidores de cada nível de tensão difere daquela estabelecida para a tarifa horosazonal, conforme detalha a tabela a seguir.

**TABELA 9 – Relação Ponta/Fora de Ponta simulada**

| SUBGRUPO             | Dados Simulados                           |          |                                      | ANEEL                                     |
|----------------------|---|----------|--------------------------------------|---|
|                      | Custos Marginais de Fornecimento (R\$/kW) |          | Relação Ponta - Fora de Ponta Obtida | Relação Ponta - Fora de Ponta Horosazonal |
|                      | Ponta                                     | F. Ponta |                                      |   |
| A2 (138 a 88kV)      | 27,81                                     | 11,57    | 2,40                                 | 4,35                                      |
| A3 (69kV)            | 21,11                                     | 39,77    | 0,53                                 | 3,65                                      |
| A3a (44 a 30kV)      | -   | -        | -                                    | 2,99                                      |
| A4 (25 a 2,3kV)      | 27,33                                     | 66,39    | 0,41                                 | 3,00                                      |
| BT (Menor que 2,3kV) | 87,19                                     | 42,79    | 2,04                                 | 5,00                                      |

A relação ponta/fora de ponta foi obtida pela divisão entre os custos marginais de fornecimento dos dois postos tarifários, pois, por meio destes, observa-se quais são os custos que cada subgrupo produz ao sistema nos diferentes períodos do dia. Por outro lado, a Tabela 9 apresenta a relação adotada pela ANEEL para o cálculo das tarifas de uso. O que se verifica, através da comparação entre as relações ponta/fora de ponta, é o distanciamento entre os custos marginais de fornecimento e a relação adotada pela ANEEL. Por exemplo, para o subgrupo A4, o custo marginal de fornecimento é maior para o período fora de ponta, entretanto, no cálculo da tarifa de uso, utiliza-se uma relação onde a tarifa de ponta é três vezes maior que a tarifa fora de ponta.

Essa comparação tem como finalidade demonstrar a necessidade de novos estudos para se verificar os custos marginais reais dos subgrupos tarifários. Os valores aqui demonstrados referem-se à ilustração de um problema existente, e vale lembrar que se parte do pressuposto que os dados fornecidos pela concessionária, em relação ao plano de investimento e ao levantamento das curvas de carga, são razoáveis. Dessa forma, um estudo mais aprofundado, em relação aos custos marginais de fornecimento no horário de ponta e fora de ponta, é necessário para que a tarifa de uso possa emitir uma sinalização econômica coerente com os custos reais de cada subgrupo tarifário.

#### **F) Metodologia de cálculo específica a ser aplicada às unidades geradoras**

Conforme a Resolução ANEEL n° 152/2003, para a concessionária de distribuição que opera em níveis de tensão acima de 34,5 kV, a tarifa de uso a ser aplicada a unidades geradoras é igual ao menor valor de tarifa aplicada aos consumidores livres. Para a concessionária que opera somente em níveis de tensão iguais ou inferiores a 34,5 kV, a tarifa de uso a ser aplicada a unidades geradoras é estabelecida com base em valores médios regionais.

Essa sistemática vem sendo realizada desde a homologação da Resolução ANEEL n° 286/1999 e até então, não foi alterada. Entretanto, a metodologia de cálculo da tarifa de uso, a ser aplicada às unidades geradoras, deve ser revista, no sentido de contemplar apenas aqueles custos devidos pelos geradores. Isto porque,



mesmo que um gerador pague a menor tarifa fora de ponta, nela estarão incluídos os custos com perdas técnicas, ONS, Conexão, RGR, Encargos de uso, P&D, PIS/COFINS e TFSEE, podendo haver a cobrança em duplicidade. Além disso, no que se refere às perdas técnicas, dependendo do local de conexão de alguns geradores, poderá haver o alívio do sistema de distribuição.

### **G) Possibilidade de atalho na rede de distribuição**

Uma das preocupações da regulação de acesso refere-se à possibilidade de atalho na rede de distribuição, onde o consumidor constrói uma rede em paralelo àquela pertencente à concessionária, visando evitar o pagamento da tarifa de acesso. Essa situação é criada quando as tarifas de uso estão em um nível acima do investimento necessário para que o consumidor livre se conecte na rede de transmissão.

Sob a teoria econômica, a duplicação da rede não é eficiente, pois a atividade de distribuição de energia elétrica é um monopólio natural, de forma que o compartilhamento dos custos fixos produz um custo global inferior, beneficiando todos os consumidores.

Nesse sentido, Armstrong *et al.* (1996) e Laffont & Tirole (2000), considerando a possibilidade de atalho na rede, desenvolveram modelos que, de forma geral, determinam uma tarifa de acesso mais baixa para os consumidores com uma elasticidade de demanda maior, para que não sejam incentivados a buscar atalhos à rede, contribuindo, assim, com o pagamento dos custos fixos.

Em relação à possibilidade de atalho na rede de distribuição, a atual legislação do setor elétrico, ao determinar que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica é de competência da União, não permite que um consumidor seja proprietário de uma linha de distribuição ou transmissão em áreas públicas. Entretanto, há a possibilidade do consumidor livre sair da rede de distribuição e conectar-se diretamente na Rede Básica, isto é, em níveis de tensão superior a 230kV, com a finalidade de não pagar a TUSD, mas somente a tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST.

Para a realização dessa migração, o consumidor que se conectar na Rede Básica, por meio de utilização de área pública, é tratado no âmbito da distribuição e deverá pagar a tarifa de uso do sistema de distribuição. Como não há TUSD para os níveis de tensão superiores a 230kV, é aplicada a tarifa de uso dos sistemas de transmissão relativa ao ponto de conexão, adicionada dos encargos de consumo cobrados através da TUSD, para que não sejam dados incentivos à migração dos consumidores livres para a Rede Básica. Assim, é importante que esses custos adicionados à TUST incorporem as perdas comerciais e o transporte de energia proveniente de ITAIPU, para que não haja incentivos à fuga dos consumidores livres para a Rede Básica, e para que esses consumidores contribuam com o pagamento dos custos irre recuperáveis.

## 6. CONCLUSÃO

O processo de implementação das tarifas de uso dos sistemas de distribuição iniciou-se em 1999 e, atualmente, encontra-se em fase de aprimoramento. Nesse sentido, pode-se observar que o cálculo da TUSD vem apresentando, desde as primeiras tarifas homologadas, um constante aperfeiçoamento metodológico.

As tarifas de uso dos sistemas de distribuição, homologadas até abril de 2003, foram calculadas pelo método *top-down*, uma vez que os custos específicos de distribuição não eram estimados e havia a necessidade de estabelecer tarifas de uso alinhadas com as tarifas de fornecimento.

Um dos problemas do método *top-down* é que se parte do princípio de que as tarifas de fornecimento estavam coerentes com os custos efetivos e eficientes das concessionárias. Assim, como é exposto pela literatura econômica, as tarifas de acesso, calculadas com base na tarifa final da prestação do serviço, tendem a apresentar a sinalização econômica presente na tarifa final. Se a tarifa final permite à concessionária lucros extraordinários, a tarifa de acesso apresentará a mesma característica; por outro lado, se a tarifa de fornecimento não for capaz de cobrir todos os custos da concessionária, a tarifa de acesso estará subestimada.

Entretanto, o grande problema da aplicação desse método esteve relacionado à ausência de informações precisas quanto aos custos da atividade competitiva, no caso, a comercialização. Na publicação das tarifas de uso, mediante a Resolução ANEEL n° 286/1999, adotou-se o percentual médio de 30% para a atividade de

comercialização, enquanto que a Resolução ANEEL n° 594/2001 utilizou o percentual de 15%.

O percentual real da parcela de comercialização não chegou a ser analisado posteriormente pela ANEEL, porém verificou-se que, na prática das distribuidoras, estas não deixaram de exercer as atividades como medição e faturamento referentes aos consumidores livres. Dessa forma, as tarifas de uso não refletiam corretamente os custos incorridos pelas distribuidoras na atividade de distribuição.

Além disso, até a publicação da Resolução ANEEL n° 152/2003, as distribuidoras arcavam com os encargos setoriais devidos pelos consumidores livres, sem que houvesse a respectiva cobrança. Assim, os consumidores na condição de livres, até 2003, não pagavam os encargos setoriais relacionados ao consumo de energia.

Em relação à Resolução ANEEL n° 286/1999, além de não possuir os dados para a separação das atividades de distribuição e comercialização, os parâmetros necessários para se estabelecer uma estrutura tarifária de acordo com as características específicas de cada concessão não eram conhecidos, fazendo com que se adotassem parâmetros representativos. Quanto a esta questão, a publicação da Resolução ANEEL n° 594/2001 realizou um grande aprimoramento ao definir que a estrutura tarifária seria estabelecida de acordo com os custos marginais padrão e a responsabilidade na expansão do sistema, obtida através das campanhas de medidas.

Do ponto de vista da eficiência econômica, pode-se observar que, uma vez que as tarifas de uso não representavam os custos efetivos da atividade de distribuição, não foi fornecida uma sinalização econômica capaz de incentivar o uso eficiente da rede. Ainda em relação à eficiência alocativa, a Resolução n° 594/2001, ao adotar os custos marginais de capacidade, permitiu uma maior aderência da tarifa de uso de cada subgrupo tarifário ao custo que respectivamente produz ao sistema.

Quanto à eficiência produtiva da aplicação do método *top-down*, esta dificilmente foi alcançada, pois com a subtração dos custos de comercialização da receita de fornecimento e a não cobrança dos encargos setoriais do consumo de energia, as tarifas de uso não eram aderentes aos custos incorridos pelas concessionárias na atividade de distribuição. Nesse sentido, o consumidor era incentivado a se tornar livre, visando não contribuir com o pagamento dos custos de

comercialização e os encargos setoriais. Portanto, havia a possibilidade de desvios não econômicos, onde consumidores livres poderiam contratar uma energia pagando menos que a tarifa de fornecimento, sem que os custos da energia contratada fossem efetivamente menores que os custos daquela comercializada pela distribuidora. Além disso, nessa situação, as distribuidoras não ficavam indiferentes à perda de um consumidor cativo, na medida em que arcaíam com custos irrecuperáveis.

Com a adoção da método *bottom-up*, por meio da Resolução ANEEL n° 152/2003, as tarifas de uso passaram a ser calculadas com os custos de distribuição, obtidos em conformidade com os processos de revisão tarifárias periódicas. Nesse sentido, as tarifas de uso tornaram-se mais próximas aos custos da atividade de distribuição. Assim, as possibilidades de desvios não econômicos foram diminuídas e os resultados econômicos da distribuidoras, decorrentes de perda de um consumidor livre, tornaram-se mais neutros.

Em relação à estimativa dos custos operacionais de distribuição, a adoção da metodologia da Empresa de Referência solucionou parte do problema da informação assimétrica, ao mesmo tempo em que forneceu incentivos à minimização de custos. Porém, pôde ser observada uma dificuldade em se estabelecer o valor dos investimentos realizados pelas concessionárias, o que pode vir a produzir uma tarifa de uso que não contemple os investimentos efetivos.

Para a definição da estrutura tarifária, a aplicação da Resolução ANEEL n° 152/2003 representou um avanço, na medida em que as campanhas de medição de cada concessionária passaram a serem utilizadas. Entretanto, os custos marginais padrão não foram estimados novamente e não foram criados grupos de custos marginais capazes de representar de forma mais aderente os custos de expansão de cada subgrupo tarifário.

Recentemente, a Nota Técnica n° 303/2004 SRE/SRD/SRT – ANEEL revisou a alocação de custos na tarifa de uso e na tarifa de energia, constatando que alguns custos tais como geração própria e perdas na rede básica não deveriam compor a tarifa de uso. Dessa forma, foram propostas alterações que deverão passar pelo processo de Audiência Pública.

Apesar dos aperfeiçoamentos propostos, outras alterações metodológicas deverão ser analisadas, principalmente em relação aos critérios de definição da

estrutura tarifária, como custos marginais e relação ponta/fora de ponta da tarifa de uso. Outro ponto que deve ser revisto é a metodologia de cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição cobradas das unidades geradoras.

Assim, pode-se constatar que o processo de definição das tarifas de uso dos sistemas de distribuição, desde que foram implementadas, vêm sofrendo alterações, no sentido de se aproximarem dos custos de distribuição. As tarifas de uso, obtidas pelo método *top-down*, não representavam os custos efetivos de distribuição, mas com a adoção do método *bottom-up*, estas se tornaram mais aderentes. Além disso, atualmente, os custos incorporados na tarifa de uso estão sendo revisitados. Porém, para que a eficiência produtiva e alocativa possam finalmente ser alcançadas, novos estudos em relação à definição da estrutura tarifária se fazem necessários.

## **7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

ALLEMAN, J. **Interconnect/access pricing**: a summary and critique. Universidade do Colorado, [ca. 1997]. 16 p. Disponível em: <<http://www.colorado.edu/engineering/alleman/papers.html>>. Acesso em: 23 jun. 2003.

ANEEL. **Metodologia do cálculo das tarifas de uso dos sistemas de distribuição**: Revisão das tarifas publicadas na Resolução ANEEL n° 286/99. Nota técnica SRD/ANEEL, 2001. 38 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 23 jun. 2003.

\_\_\_\_\_. **Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica centrais elétricas matogrossenses - CEMAT**. Nota técnica n. 042/2003A - SRE - ANEEL. 64 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 20 nov. 2003.

\_\_\_\_\_. **Metodologia e cálculo da "empresa de referência" relativa à área de concessão da CEMIG**. Nota técnica n. 040/2003B - SRE - ANEEL. Anexo I. 96 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 20 nov. 2003.

\_\_\_\_\_. **Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica**. 825 p. Disponível em : <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 dez. 2004.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 303/2004 SRE-SRD-SRT/ANEEL**. 22p. Disponível em :  
< <http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 05 jan. 2005.

ANTUNES, N. P. **Tarifas de distribuição – metodologia e aplicação**. /Apresentado no **curso de tarifas no novo modelo do setor elétrica – VI CTSE – Estágio I**, 2001. 178 p./

ARMSTRONG, M. **Access pricing, bypass, and universal services**. AEA papers and proceedings, maio 2001, p. 297-301.

ARMSTRONG, M.; DOYLE, C.; VICKERS, J. **The access pricing problem: a synthesis**. The journal of industrial economics, vol. XLIV, n. 2, p. 131-150, 1996.

ARMSTRONG, M.; VICKERS, J. **The access pricing problem with deregulation: a note**. The Journal of Industrial Economics, v. XLVI, n. 1, p. 115-121, mar. 1998.

BAJAY, S. V. **Modelos de regulação das tarifas de energia elétrica e gás canalizado**. Apostila I do cenários, pag. 51 (**arrumar depois**)

BAUMOL, W. J.; SIDAK, J. G. The pricing of inputs sold to competitors. In\_\_\_\_\_. **Toward competition in local telephony**. Cambridge, Mass.: MIT Press, 1994. cap. 7, p. 93-116.

BITU, R.; BOIN, P. **Tarifas de energia elétrica: aspectos conceituais e metodologias**. São Paulo: MM Editora, 1993. 173 p.

COMITÊ DE REVITALIZAÇÃO DO MODELO DO SETOR ELETRICO. **Relatório de Progresso n. 3**. Jun. 2002. 84 p. Disponível em: <<http://www.energia.brasil.gov.br>>. Acesso em: 23 jun. 2003.



DNAEE. **Nova tarifa de energia elétrica** - Metodologia e aplicação. Brasília: Eletrobrás, 1985. 440 p.

ECONOMIDES, N.; WHITE, L. **Access and interconnection pricing**: how efficient is the "efficient component pricing rule"? Antitrust Bulletin, v. XL, n. 3, p. 557-579, 1996.

JURICIC, R. **Lois Theoriques des Quantités D' Ouvrages Dans Le Réseaux Électriques**. Revue generale de l'electricité, tomo 80, n. 4, abr. 1971.

LAFFONT, J.-J.; TIROLE, J. **A theory of incentives in procurement and regulation**. Cambridge, Mass.: MIT Press, 1993. 705 p.

\_\_\_\_\_. **Access pricing and competition**. European economic review, n. 38, p. 1673 - 1710, 1994.

\_\_\_\_\_. **Competition in telecommunication**. Cambridge, Mass.: MIT Press, 2000. 315 p.

NACHBAR, J. H.; PETERSEN, B. C.; HWANG, I. **Sunk costs, accommodation, and welfare effects of entry**. The journal of industrial economics, v. XLVI, n. 3, p. 317-332, set. 1998.

REZENDE, R. **Curso de custos marginais e tarifação**. /Apresentado no curso de custos marginais e tarifação do centro de estudos em regulação e qualidade de energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999. 147 p./

VALLETTI, T. M.; ESTACHE, A. **The theory of access pricing**: an overview for infrastructure regulators. Banco mundial, mar. 1998. 34 p. Disponível em: <<http://www.worldbank.org/html/dec/Publications/Workpapers/wps2000series/wps2097/wps2097-abstract.html>> Acesso em: 23 jun. 2003.

