

**MECANISMOS DE
REGULAÇÃO TARIFÁRIA
DO SETOR ELÉTRICO:
A EXPERIÊNCIA
INTERNACIONAL E O
CASO BRASILEIRO**

José Claudio Linhares Pires
Maurício Serrão Piccinini*

*Respectivamente, economista
do Convênio BNDES/Pnud
e gerente do Departamento Econômico
da Área de Planejamento do BNDES.
Os autores agradecem os comentários de
Armando Castelar Pinheiro e Fábio
Giambiagi a uma versão preliminar,
a Amarilis Luzia de Sousa pela elaboração
da figura e dos gráficos deste trabalho e a
Lúcia Maria Navegantes Bicalho
pelos dados sobre tarifas.
Eventuais erros remanescentes são
de responsabilidade dos autores.

Sumário

Resumo.	5
1. Introdução	7
2. A Tarificação pelo Custo do Serviço	10
3. A Tarificação pelo Custo Marginal	13
4. O <i>Price-Cap</i>	18
4.1. O Indexador de Preços e o Fator de Produtividade	19
4.2. O Grau de Liberdade para a Variação de Preços Relativos	21
4.3. O Repasse Permitido de Custos para os Consumidores	23
4.4. Os Incentivos ao Investimento e à Qualidade do Serviço	23
5. Os Mecanismos Complementares à Tarificação	24
5.1. Os Intervalos Regulatórios	25
5.2. A Licitação para a Definição da Tarifa pelo Preço.	26
5.3. A <i>Yardstick Competition</i>	28
6. A Regulamentação das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil	29
6.1. Histórico	29
6.1.1. Regime Tarifário pelo Custo Histórico do Serviço.	29
6.1.2. Correção Monetária dos Ativos e Conta de Resultados a Compensar (CRC)	31
6.1.3. Equalização Tarifária	32
6.1.4. Introdução dos Princípios da Tarificação pelo Custo Marginal . .	33
6.1.5. Crise Econômica e Deterioração do Valor Real das Tarifas . . .	36
6.2. Desequalização Tarifária	40
6.2.1. Evolução Recente das Tarifas	43
6.3. Perspectivas	46
6.3.1. Tarifas no Segmento de Geração	46
6.3.2. Tarifas nos Segmentos de Transporte (Transmissão e Distribuição)	49
7. Considerações Finais	51
Referências Bibliográficas	54

Resumo

Este texto apresenta uma discussão sobre os modelos de regulação tarifária adotados no setor elétrico e, além de destacar as inovações introduzidas com a liberalização dos mercados de eletricidade a partir dos anos 80, inclui um breve histórico da prática tarifária no Brasil, discutindo as perspectivas para a adoção de novos modelos à luz da experiência internacional. O principal objetivo do trabalho é contribuir para um melhor entendimento das regras tarifárias adotadas no setor elétrico.

1. Introdução

A regulação tarifária é um dos aspectos mais importantes da regulamentação dos serviços públicos, tendo em vista a necessidade, em um regime de monopólio natural, de se garantir tanto a rentabilidade do investidor quanto a preservação dos interesses dos consumidores.

A teoria econômica convencionou denominar monopólio natural os setores nos quais uma única firma provê o mercado a um menor custo do que qualquer outra situação, devido ao aproveitamento das economias de escala e de escopo.¹ Este último aspecto tem particular relevância no caso do setor elétrico, pois, embora a firma tenha um único produto – a energia elétrica –, as características da demanda (diferentes tipos, tamanhos e hábitos dos consumidores) e da oferta (produção diferenciada por estações do ano e tipo de energético, requerimentos de oferta diferentes por tipo de consumidor etc.) permitem segmentar a energia produzida em “diversos” produtos. Estes aspectos, como discutido adiante, impactam o modelo tarifário adotado.

Em um regime de monopólio natural, a regulação tarifária reveste-se de especial complexidade, tendo em vista, além dos aspectos mencionados anteriormente, o elevado grau de assimetria de informação pró-produtores, que acentua os riscos de eventuais abusos do poder de monopólio. Neste ambiente, a tarifação enfrenta o desafio de resolver as tensões entre as eficiências alocativa, distributiva e produtiva, além de introduzir mecanismos de indução à eficiência dinâmica.

O conceito de *eficiência produtiva* é entendido como a utilização da planta instalada, pelo produtor, com máximo rendimento e menor custo, dada a estrutura de mercado. A *eficiência distributiva* pode ser definida como a capacidade de redução, pela concorrência ou pela regulação, da apropriação de excedentes econômicos por parte do produtor. A *eficiência alocativa*, por sua vez, é a situação na qual se realiza o maior volume de transações econômicas, gerando a maior renda agregada possível. Segundo a teoria econômica, esta condição é garantida sob concorrência perfeita, isto é, quando os preços igualam-se aos custos marginais. Finalmente, a *eficiência dinâmica* é um conceito que considera o mercado como ambiente seletivo, ou seja, com a capacidade de selecionar inovações de produto e de processo que resultem em redução futura de custos e preços e em melhoria da qualidade dos produtos [Possas, Pondé e Fagundes (1997)].

1 A economia de escopo ocorre quando, em uma firma multiproduto, o custo é menor ao se produzir uma combinação de produtos do que fazê-la em plantas separadas.

No caso dos setores de infra-estrutura, a tensão existente entre as eficiências alocativa e produtiva deve-se ao fato de o preço “ótimo”, definido sob o ponto de vista da eficiência alocativa (preços iguais aos custos marginais), trazer prejuízos à firma ao remunerar apenas os custos variáveis, comprometendo a eficiência produtiva.² Uma alternativa seria a transferência de subsídios diretos à firma para cobrir essa diferença de custos. Entretanto, permanece o problema da assimetria de informação com relação à estrutura de custos das empresas, o que pode vir a comprometer a garantia do atingimento das eficiências produtiva e distributiva [Laffont e Tirole (1993)]. Desenvolvimentos recentes, contudo, consideram regulações por incentivo à firma, em uma tentativa de estimular a redução de custo através do esforço empresarial, inclusive por meio do investimento em inovações tecnológicas, com conseqüente aumento da produtividade, embora essas medidas possam sacrificar, temporariamente, a eficiência alocativa.³

O regime tarifário, objetivando equacionar essas questões, deve tratar da forma de controle e de ajuste e do grau de liberdade de variação dos preços, bem como contemplar mecanismos complementares que estimulem a eficiência das empresas e beneficiem os consumidores.

Foram desenvolvidos, no setor elétrico, três modelos básicos de tarifação, a saber: tarifação pelo custo do serviço (historicamente adotado no Brasil), tarifação com base no custo marginal e o *price-cap*. Esses critérios têm eficácia variada no tratamento das questões discutidas anteriormente, com vantagens e desvantagens na sua aplicação, como será analisado nas próximas seções.

O método mais adotado na maioria dos países, até recentemente, era a remuneração tarifária de acordo com o custo do serviço (ou regulação das taxas internas de retorno).⁴ Esta regra visa principalmente à obtenção da eficiência distributiva, uma vez que, através da igualação de custos e receitas, busca-se evitar que o produtor se aproprie de lucros extras [Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)].

Entretanto, conforme discutido a seguir, a experiência internacional demonstra que, embora se procure evitar lucros excessivos, na prática este método não trouxe incentivos para a firma minimizar custos e gerou ineficiência produtiva com a

2 Isso pode restringir a parcela da receita disponível para investimento no setor elétrico, caracterizado por envolver custos fixos elevados, parte significativa dos quais é irrecuperável (*sunk costs*) para outros fins.

3 O método tarifário *price-cap*, criado na Inglaterra, é uma tentativa nesse sentido, como discutido adiante.

4 Segundo Laffont e Tirole (1993), a expressão mais comum nos livros-textos para “regulação do custo do serviço” é “regulação da taxa interna de retorno”, embora os autores adotem a primeira, por ser mais descritiva, já que, em geral, os regimes regulatórios existentes, e não só a regulação do custo de serviço, adotam algum tipo de determinação da taxa de retorno. O presente trabalho utiliza as duas expressões indistintamente, conforme consagrado no setor elétrico brasileiro.

remuneração garantida ao produtor, prejudicando os consumidores com o repasse dos custos dos investimentos desnecessários.

Para superar estas ineficiências, desenvolveu-se o mecanismo de tarifação com base no princípio do custo marginal, aproximando-se os preços dos multiprodutos aos seus custos. Entretanto, problemas de assimetria de informação e de ineficiência produtiva têm dificultado a sua adoção plena.

Algumas inovações foram introduzidas com o processo de liberalização e privatização. Particularmente na Inglaterra, criou-se o regime tarifário *price-cap*, método que, ao determinar um valor máximo permitido para a tarifa, estabelece estímulos à eficiência produtiva. Persistem, no entanto, problemas de ineficiência alocativa e distributiva, pois, como discutido adiante, permanecem as dificuldades de controle da lucratividade das firmas.

Foram desenvolvidos, ainda, mecanismos complementares, com o objetivo de mitigar os problemas surgidos na aplicação dos diferentes regimes tarifários. Merecem destaque o intervalo de revisão das tarifas, o mecanismo de *yardstick competition* (que estabelece padrões de eficiência) e as licitações para concessão de serviço público.

No Brasil adotou-se, historicamente, o regime tarifário pelo custo do serviço. Além dos problemas mencionados anteriormente, as tarifas foram utilizadas no controle da inflação, provocando grave deterioração nos seus níveis na década de 80 e início da de 90, o que impactou negativamente os investimentos do setor e a *performance* financeira das concessionárias estatais, que, sujeitas a um regime de remuneração garantida e de equalização tarifária, como discutido adiante, não se esforçaram, de maneira geral, na busca da redução de custos e na melhoria de eficiência produtiva. As reformas setoriais em curso, além de visar à recuperação dos investimentos e dos níveis das tarifas, incluem, entre outras coisas, o estabelecimento de critérios tarifários que estimulem a eficiência econômica e preservem os direitos dos consumidores.

Este trabalho apresenta uma discussão dos modelos de regulação tarifária adotados na indústria de eletricidade, com particular ênfase nas inovações introduzidas com a liberalização dos mercados de eletricidade a partir da década de 80. Após esta seção introdutória, as Seções 2, 3 e 4 discutem os principais critérios tarifários existentes, a saber: a tarifação pelo custo do serviço (Seção 2), a tarifação pelo custo marginal (Seção 3) e o *price-cap* (Seção 4). A Seção 5 examina os instrumentos complementares à tarifação. A Seção 6 faz um breve histórico e discute as perspectivas da prática tarifária no Brasil. Finalmente, a Seção 7 apresenta as considerações finais.

2. A Tarificação pelo Custo do Serviço

A tarificação pelo custo do serviço, também conhecida como regulação da taxa interna de retorno, é o regime tradicionalmente utilizado para a regulação tarifária dos setores de monopólio natural. Através deste critério, os preços devem remunerar os custos totais e conter uma margem que proporcione uma taxa interna de retorno atrativa ao investidor.

O princípio da tarificação pelo custo do serviço generalizou-se a partir da experiência dos Estados Unidos iniciada no final do século passado, com a regulação de monopólios privados de serviço público. Nos demais países não existia tradição de regulação explícita, pois as operadoras dos serviços eram, em sua maioria, de propriedade pública, e o próprio Estado se apropriava do lucro de monopólio [Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)].

Sob a ótica da regulação norte-americana, uma tarificação bem-sucedida é aquela que, de maneira geral, tem os seguintes objetivos principais: *a)* evitar que os preços fiquem abaixo dos custos (incluindo um retorno “razoável”); *b)* evitar o excesso de lucros; *c)* viabilizar a agilidade administrativa no processo de definição e revisão das tarifas; *d)* impedir a má alocação de recursos e a produção ineficiente; e *e)* estabelecer preços não-discriminatórios entre os consumidores.

Segundo o regime tarifário pelo custo do serviço, para evitar que os preços fiquem abaixo dos custos,⁵ o preço final ao consumidor deve ser obtido pela igualdade da receita bruta com a receita requerida para remunerar todos os custos de produção (custos fixos, incluída a taxa de remuneração da concessionária, mais custos variáveis).

Para evitar o excesso de lucros, o regulador deve determinar a taxa de retorno através de um processo de negociação com a prestadora do serviço. As autoridades devem adotar os princípios de “razoabilidade” para a remuneração dos acionistas e investidores, “atratividade” para os investimentos necessários e “simplicidade” para a administração dos serviços. A definição da taxa de retorno é uma forma indireta de determinação de preços, uma vez que, através de sua aplicação, estes serão reajustados sempre que for necessária a recomposição da receita, de forma a garantir a taxa de retorno permitida pela agência reguladora.

Do ponto de vista econômico, a taxa de retorno deve ser fixada em função do custo de oportunidade do capital. Entretanto, a dificuldade de sua determinação tem levado o regulador a

5 Podem ocorrer situações, indesejáveis do ponto de vista da eficiência econômica, nas quais os preços de certos serviços são inferiores aos custos médios em razão do subsídio tarifário para determinadas categorias de consumidores.

examinar as taxas de outras indústrias ou negócios similares, para definir a taxa de retorno adequada.

Na tradição dos Estados Unidos, a definição dessa taxa é resultado de um processo judicial de definição arbitral de um “justo valor”, que envolve um longo e assimétrico processo de barganha,⁶ o qual cria, inclusive, jurisprudências, o que aumenta a importância de que seja bem conduzido. Entretanto, toda essa discussão é *time consuming*, impactando a agilidade administrativa.

Em países de outra tradição legal, principalmente durante a constituição de monopólios públicos, era comum que essas taxas de retorno fossem fixadas em lei, como no caso do Brasil. Esta medida procurava garantir a rentabilidade das empresas e evitar subsídios do governo, que viriam onerar os contribuintes [Bitu e Born (1993)].

Um dos problemas mais usuais da aplicação da tarifação pelo custo do serviço é a dificuldade de determinação do valor-base, isto é, o investimento sobre o qual se aplica a taxa de retorno, existindo vários métodos para sua estimativa.⁷ O frágil aparato regulatório e as dificuldades de regulação dos monopólios levaram, inicialmente, à adoção da regulação com base nos custos históricos. A observação desses custos surgia aos olhos dos reguladores como uma regra simples, geral e auto-aplicável para autorizar a precificação dos monopólios naturais. Tal critério foi adotado em diversos países, trazendo sérias consequências para as empresas nos períodos inflacionários, tendo em vista a desvalorização de seus ativos⁸ [Breyer (1982)].

Estes problemas fizeram com que, na prática, o regime adotado compromettesse dois objetivos preconizados para uma tarifação bem-sucedida, a saber: viabilizar a simplicidade administrativa e impedir a ineficiência econômica (produtiva, distributiva e alocativa). Por um lado, as variáveis envolvidas no cálculo são de extrema complexidade e envolvem longos períodos de tempo nos *hearing processes* (audiências com *experts* e representantes dos consumidores para a definição, pelo regulador, do “custo verdadeiro” e da “taxa de retorno justa”). Por outro lado, ao priorizar a busca de efeitos distributivos (combatendo lucros excessivos), a tarifação pelo custo do serviço pode estimular a má alocação de recursos e a adoção de métodos produtivos ineficientes, ao permitir a cobertura de todos os custos e assegurar, previamente, uma taxa de retorno atrativa.

6 A definição do “justo valor” está longe de ser o resultado de um cálculo exato e, normalmente, refere-se a uma média ponderada do valor histórico e de reprodução dos ativos. As discussões são caracterizadas por elevada subjetividade com relação aos retornos esperados e grande dificuldade para se encontrar uma base comparativa.

7 Para maiores detalhes, ver Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995).

8 No caso norte-americano, nos anos 30, a Suprema Corte recomendou a utilização do custo histórico pelos organismos regulatórios. A decisão do Tribunal foi bastante benéfica para as indústrias num primeiro momento, haja vista que a economia norte-americana atravessava, naquela ocasião, períodos de deflação.

As assimetrias de informação entre o regulador e a concessionária podem levar à manipulação de dados por parte desta última, com o objetivo de apropriação de lucros extraordinários. Na hipótese de a taxa de retorno estar acima do custo de capital, este critério tarifário dá origem ao efeito Averch-Jonhson (“efeito A-J”), isto é, as empresas são estimuladas a sobreinvestir, pois a sobreutilização do capital proporciona uma remuneração da taxa de desconto superior à depreciação deste capital, gerando, entre outras coisas, um uso subótimo das plantas. Entretanto, em períodos inflacionários, de elevação dos juros e de incerteza macroeconômica, a tendência é inversa⁹ [Bitu e Born (1993), Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995) e Breyer (1982)].

Finalmente, a preocupação de se estabelecer preços não-discriminatórios fez com que, durante muito tempo, o regime tarifário pelo custo do serviço não abordasse devidamente as diferenças de custos existentes com relação às diversas categorias de consumidores, resultando em ineficiências alocativas. Se esse critério, por um lado, tinha um apelo social ao buscar preservar a garantia de universalidade e igualdade de tratamento entre os consumidores, por outro, arbitrava aleatoriamente a distribuição dos custos dos serviços prestados entre eles.

Joskow e Schmalensee (1986) construíram uma nova versão para a tarifação pelo custo do serviço, o método conhecido como *sliding scale plane*,¹⁰ que acrescenta um parâmetro que socializa, entre produtores e consumidores, a diferença entre a taxa de retorno desejada, definida pelo regulador, e aquela observada na prática. Seu principal objetivo é criar mecanismos de incentivo à eficiência produtiva das firmas, através do exercício de um sistema inovador de revisão tarifária pelo regulador. Este método tem a seguinte formulação:

$$r_e = r_i + h(r^* - r_i)$$

sendo:

r_e = taxa de retorno efetiva, aos preços atuais;

r_i = taxa de retorno inicial;

9 Estas críticas foram inspiradoras da legislação aprovada pelo Congresso norte-americano, em 1978, conhecida como Public Utilities Regulatory Policies Act (Purpa), que, entre outros objetivos, visava reduzir o excesso de capacidade instalada das empresas elétricas. Atribuído ao regime tarifário tradicional, este sobreinvestimento traduzia-se num patamar crescente de tarifas, já que a elevação do valor-base aumentava o retorno permitido às empresas. Em decorrência disso, as concessionárias preferiam ampliar a capacidade para atender à demanda de pico em vez de integrar *pools*, comprando energia entre si e aumentando a eficiência do sistema como um todo. Como, na época, a crise do petróleo elevou o custo operacional das termelétricas, as pressões dos consumidores tornaram insustentável a manutenção desta prática tarifária. Por outro lado, a elevação da inflação nos anos subseqüentes aumentava a incerteza das firmas sobre o custo de capital, levando, sob uma visão de longo prazo, à redução dos investimentos.

10 Expressão derivada do sistema de tributação calculado com taxas que variam devido à mudança das condições originais, quando da sua estipulação.

r^* = taxa de retorno desejada; e

h = constante, variando entre 0 e 1.

O fator-chave da fórmula é o valor estipulado pelo regulador para a constante h nos processos de revisão tarifária. Se $h = 1$, as tarifas seguirão o critério *cost-plus*¹¹ tradicional, pois as concessionárias terão a garantia da taxa de retorno esperada. Se $h = 0$, as tarifas estarão seguindo um critério *fixed-price*, com todos os ganhos (no caso de a taxa atual superar a desejada) ou prejuízos (no caso inverso) sendo incorporados pela firma. Caso o regulador opte por repartir lucros ou prejuízos entre firmas e consumidores, deverá adotar uma posição intermediária (entre 0 e 1).

Apesar de ser generalizado nos Estados Unidos, principalmente no setor de telecomunicações,¹² seu uso é recente, não existindo ainda análises definitivas sobre seus efeitos práticos sobre o comportamento das firmas e a eficiência econômica.

Destaca-se, como vantagem deste método, a possibilidade de o regulador beneficiar os consumidores e minorar o risco dos investidores, ao reduzir os preços em função dos ganhos de produtividade e repassar os custos eventuais não previstos nos períodos de revisão das tarifas.

Sua desvantagem refere-se ao custo regulatório elevado, semelhante àquele incorrido na versão tradicional da tarifação pelo custo do serviço, já que é necessário um cálculo apurado das taxas de retorno das firmas e um monitoramento contábil, ambos sujeitos a todos os problemas oriundos das assimetrias informacionais de um mercado monopolista [Braeutigam e Panzar (1993)].

3. A Tarifação pelo Custo Marginal

A tarifação pelo custo marginal procura transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento. Sua principal motivação – aproveitando a característica multiproduto do setor elétrico – é atingir uma eficiência econômica maior. As tarifas são, então, diferenciadas de acordo com as distintas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural etc.) e com outras características do sistema, tais como estações do ano, horários de consumo, níveis de voltagem, regiões geográficas etc.

11 Custos contábeis (equivalentes ao custo do serviço) multiplicados pela taxa de retorno [Munasinghe e Warford (1982)].

12 Das 48 jurisdições estaduais servidas pelas operadoras regionais de telecomunicações nos Estados Unidos, 22 adotam este mecanismo regulatório [Braeutigam e Panzar (1993)].

A definição da estrutura tarifária com base nos custos marginais deve considerar três requisitos básicos: a) a definição da potência requerida, em kW; b) a energia total consumida, em kWh; e c) a desagregação das diferentes características consideradas na definição da tarifa, a saber: categorias de consumidores, horários de utilização etc.

Estes requisitos qualificam e quantificam o comportamento da demanda, permitindo, assim, a identificação dos custos marginais de fornecimento. A partir dos dados sobre a potência requerida, a energia consumida e as características que compõem a demanda, torna-se possível modelar as curvas de carga típicas dos consumidores e do sistema, caracterizar os usos e hábitos de consumo e prever a evolução do comportamento da demanda de acordo com as categorias de consumidores.¹³

Os principais tipos de tarifas, inspiradas no princípio do custo marginal, são:

- *monômias*: definidas apenas com base na energia consumida (tarifa de consumo);
- *binômias*: aquelas que incorporam dois componentes de faturamento, ou seja, um referente ao consumo de energia (tarifa de consumo) e outro equivalente à demanda máxima de potência requerida no período de utilização de ponta do sistema (tarifa de demanda);
- *horosazonais*: tarifas diferenciadas para grandes consumidores, de acordo com as horas do dia e/ou as estações do ano;
- *em blocos*: o preço unitário varia de acordo com o total de kWh consumido, e a tarifa é *progressiva* no caso de a estrutura conter preços mais reduzidos para os primeiros blocos de consumo, método utilizado para beneficiar consumidores de baixa renda, e *decrecente* no caso em que o preço diminui com o aumento do consumo, incentivando o aproveitamento das economias de escala do sistema;
- *interruptíveis*: modalidade tarifária em que o consumidor concorda em ser desconectado sempre que existir dificuldade de fornecimento de energia por parte da concessionária; e
- *instantâneas*: aquelas cujos valores apresentam grandes variações em curtos períodos de tempo, normalmen-

13 Para estimar os custos marginais de fornecimento, os operadores dos sistemas elétricos desenvolvem modelos que projetam desde cargas de consumo diárias até cargas anuais (total e por setores), sendo possível obter as 8.760 demandas horárias (equivalente ao número de horas de um ano) da curva de carga anual do sistema.

te usadas para estimular a utilização de eventuais sobras de energia do sistema e que compõem o mercado *spot* de energia elétrica.

A grande dificuldade de aplicação do princípio do custo marginal na tarifação dos setores de infra-estrutura deve-se ao fato de que esses serviços envolvem vultosos investimentos em capital fixo e, em geral, apresentam retornos crescentes (custos marginais decrescentes). Isto significa que a tarifação pura e simples pelos custos marginais geraria o risco de não se remunerar nem mesmo a parcela de capital variável utilizada para o atendimento ao consumidor.

A alternativa seria a cobrança de uma taxa adicional para a cobertura dos custos fixos. Entretanto, como os consumidores têm preferências diferenciadas e desconhecidas, esta intervenção pode trazer ineficiências e inclusive excluir do mercado consumidores de baixa renda [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

A solução de *second-best* para a distribuição dos custos fixos, mas também prejudicada pela assimetria de informações, é a adoção da Regra de Ramsey (*Ramsey Pricing Rule*). Visando evitar perdas econômicas para as concessionárias e de bem-estar para os consumidores, a regra estabelece que a distribuição dos custos fixos entre os vários produtos deve ser feita por *mark-ups* sobre os custos marginais, na proporção inversa das elasticidades das demandas dos consumidores¹⁴ [Breyer (1982) e Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)].

A despeito de todos os esforços teóricos, o critério de tarifação pelo custo marginal traz uma série de dificuldades para sua aplicação prática, cabendo destacar as seguintes: assimetrias informacionais; penalização dos *peak-users* pelo acréscimo dos custos fixos; análise de custo-benefício para o desenvolvimento e a adoção de medidores adequados (digitais); e aquisição de *expertise* para modelagem de previsão de elasticidades e de curvas de demanda. Além disso, esse método confronta-se com restrições regulatórias relacionadas às características de serviço público, tais como razoabilidade e preços não-discriminatórios e geograficamente uniformes.¹⁵

Apesar de todas estas dificuldades, o critério tarifário baseado no princípio do custo marginal representa uma evolução em termos de eficiência econômica. Para contornar tais dificul-

14 Foram desenvolvidos diversos modelos teóricos para encontrar uma “precificação ótima” que operasse com o difícil *trade-off* entre remunerar os capitais fixos por meio de uma cota adicional ao custo marginal e excluir a menor quantidade possível de consumidores do mercado. Para maiores detalhes, ver Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995).

15 Para incorporar estas restrições regulatórias, os principais propagadores da aplicação da tarifação pelo custo marginal no setor elétrico introduziram *shadow prices*, o que significa a aplicação de “benefício-preço” que foge ao critério alocativo eficiente de recursos (por exemplo, subsídios para o consumidor de baixa renda) [Bitu e Born (1993) e Munasinghe e Warford (1982)].

dades, sua adoção tem ocorrido em conjunto com outros métodos tarifários.¹⁶

A incorporação do conceito do custo marginal nos critérios tarifários tem resultado em dois efeitos relevantes no setor elétrico: um melhor gerenciamento da demanda e uma sinalização para os preços da energia nos segmentos desregulados da indústria (mercado *spot*).

O primeiro efeito está relacionado à implementação, por parte das *utilities*, de políticas de incentivo à eficiência energética, que teve início após a crise do petróleo dos anos 70. O método do custo marginal passou a ser utilizado para criar uma estrutura de preços que permitisse às empresas melhor aproveitamento da capacidade instalada e redução das necessidades de investimentos na expansão do sistema.¹⁷

Além disso, por questões de proteção do meio ambiente, a aplicação da tarifação pelo custo marginal, notadamente nos Estados Unidos, possibilita a distribuição dos custos das externalidades ambientais existentes na exploração dos serviços de energia elétrica.

Novas técnicas de gerenciamento de demanda passaram a substituir os tradicionais modelos de controle de carga média, permitindo melhor identificação das diferenças entre os consumidores e aumentando a eficiência do sistema elétrico.¹⁸ Os serviços passaram a ser precificados pelo *real time pricing* (RTP) – preços definidos de acordo com os horários de consumo, anunciados com um dia de antecedência.¹⁹

O segundo efeito prático da aplicação do método de tarifação pelo custo marginal está relacionado à constituição de segmentos de mercado desregulados, tais como os mercados *spot* de

16 Na França, a Eletricité de France (EDF) adotou, para financiar a expansão do seu sistema elétrico, o modelo tarifário criado por Boautex em 1951, que se baseia na tarifação pelo custo marginal de longo prazo (CMLP), ou seja, o custo para atender a uma unidade adicional de demanda com ampliação de capacidade. No Chile, a tarifação procura refletir os custos marginais de curto prazo (CMCP), isto é, o custo para atender a uma unidade adicional de demanda sem ampliação de capacidade. Nos Estados Unidos, entretanto, tendo em vista a diversidade regulatória e a grande autonomia dos estados da federação, observa-se uma heterogeneidade de práticas tarifárias, com predominância do critério da taxa interna de retorno, embora haja uma tendência à adoção do método de tarifação pelo custo marginal [Bitu e Born (1993)].

17 O Purpa incentivava, entre outras medidas, a tarifação pela carga de pico do sistema, viabilizando a otimização dos investimentos e a minimização dos custos dos sistemas elétricos [Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)].

18 Nos Estados Unidos, por exemplo, estudos do Electric Power Research Institute (Epri) diagnosticaram, na área de suprimento da Niagara Mohawk Co., a existência de diferenças significativas entre as curvas de carga dos grandes consumidores industriais, bem como uma grande variação da taxa de uso de energia no horário de pico destes consumidores. Em relação aos consumidores residenciais, a pesquisa mostrou que o fator de carga variava entre 19% e 55% em relação à demanda de pico [Douglas (1994)].

19 Através do RTP, os grandes consumidores são informados, via correio eletrônico, dos preços da energia estabelecidos para cada hora do próximo dia. Somente em 1994, nos Estados Unidos, já eram atendidos mais de 19 milhões de consumidores por programas de gerenciamento de demanda [Douglas (1994)].

eletricidade, onde a tarifação pelo custo marginal torna-se mais adequada para sinalizar as transações econômicas. Estes mercados são constituídos por *pools* de empresas de eletricidade, foram implementados a partir da criação da garantia de acesso à rede (*open access*) e estão sendo formados na maioria dos países que vêm reestruturando seus setores elétricos.

A Inglaterra foi pioneira na adoção da precificação pelo custo marginal para o mercado *spot* de energia elétrica, que foi implantado com o objetivo de criar um mercado competitivo na geração de eletricidade. As características mais relevantes deste sistema são destacadas a seguir.

A National Grid Company (NGC) – proprietária das linhas de transmissão do sistema e cujo capital acionário, que pertencia às 12 empresas de distribuição regionais, foi recentemente pulverizado na bolsa de valores – é responsável pela organização do *pool*. Através de licitações para a compra de blocos de energia gerada, combinadas com estimativas de demanda, a NGC define o preço de compra – *pool purchasing price (PPP)* – para cada meia hora do dia seguinte, utilizando a seguinte formulação:

$$PPP = SMP + LOLP(VOLL - SMP)$$

sendo:

SMP = *system marginal price*, que representa os custos marginais de operação da unidade adicional de geração;

LOLP = *loss of load probability*, que se refere a um pagamento, efetuado à geradora, pela capacidade de geração utilizada, composto pela probabilidade de desequilíbrio entre oferta e demanda;²⁰ e

VOLL = *value of lost load*, que representa um valor estipulado pelo regulador, equivalente ao custo dos consumidores com a perda de energia.

O preço de venda do *pool* – *pool selling price (PSP)* – equivale, por sua vez, ao preço de compra (*PPP*) adicionado de um *uplift*, que é composto de três parcelas: o custo de provisão de reservas de energia, o custo da energia necessária para a estabilização do sistema e o custo proveniente da eventual saturação do sistema de transmissão (restrições ao acesso para novas unidades de geração).²¹

20 As oscilações da *LOLP* refletem as variações do nível de capacidade em relação à demanda. Estas variações, sinalizadas nos preços, induzem a um maior ou menor investimento em geração.

21 Analistas da indústria apontam que a remuneração *uplift* pelo custo marginal de curto prazo pode gerar problemas de “incentivo perverso” ao permitir, à empresa transmissora NGC, o repasse de quaisquer custos adicionais, inclusive os referentes a perdas de eficiência energética [Surrey (1996)].

As grandes incertezas provocadas pelas oscilações do *PSP* e as posições em desvantagem dos compradores (distribuidoras e grandes consumidores com demanda máxima anual superior à 10 MW), num mercado dominado por poucos vendedores, inibiram o desenvolvimento do mercado *spot*,²² que atualmente corresponde, na Inglaterra, a pouco mais de 10% da energia gerada.²³

4. O Price-Cap

O mecanismo de tarifação conhecido como *price-cap* constituiu-se na definição de um preço-teto para os preços médios da firma, corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, o *retail price index (RPI)*, menos um percentual equivalente a um fator *X* de produtividade, para um período prefixado de anos. Esse mecanismo pode envolver, também, um fator *Y* de repasse de custos para os consumidores, formando a seguinte equação: $RPI - X + Y$.

O *price-cap* foi originalmente adotado na Inglaterra para a regulação dos preços do mercado cativo (transmissão e distribuição), tendo sua aplicação sido alterada durante a implantação das reformas do setor elétrico.²⁴ No segmento de transmissão, operado pela NGC sob o regime de monopólio natural, o *price-cap* permanecerá regendo os preços. No segmento de distribuição, submetido a um processo de liberalização

-
- 22 O *PSP* para cada meia hora tem o preço do último bloco de energia ofertado. Entretanto, os preços do *pool* têm sido manipulados pelos grandes fornecedores – National Power (NP) e Power Gen (PG) –, porque são eles que definem as plantas que serão disponibilizadas para o sistema, e o componente *LOLP* do preço é calculado de acordo com esta capacidade declarada pelos ofertantes. Por exemplo, o preço pode ser majorado, com o aumento do componente *LOLP*, se os geradores restringirem a capacidade de geração disponibilizada para o sistema. Em 1994, 34% da capacidade instalada pertenciam à NP, 26% à PG, 22% à Nuclear Electric e 18% aos produtores independentes. Como os novos entrantes têm se concentrado nos horários de pico do sistema, a NP e a PG continuam determinando os preços no mercado *spot*.
- 23 Vale ressaltar que o mercado *spot*, embora não tenha alcançado a dimensão esperada, tem um papel importante na sinalização dos preços para os contratos a termo entre os agentes do mercado elétrico. Além disso, o sistema de tarifação pelo custo marginal estimulou a substituição de antigas plantas de geração a carvão pelas de geração a gás natural, contribuindo para a redução dos impactos ambientais e para o aumento da eficiência da geração, com significativa redução dos custos. Entretanto, suspeitas de colusão tácita entre as duas principais geradoras levaram à regulação dos preços do mercado *spot*, através do seu controle parcial. Foram estabelecidos *limit pricing* para os anos de 1994 e 1995, contrariando a decisão inicial de liberação total deste mercado. A manipulação dos preços do *pool* pelos dois geradores privados fez com que o Office of Electricity Regulation (Offer) determinasse a venda de 6 GW (4 GW da National Power e 2 GW da Power Gen) dessas empresas para produtores independentes.
- 24 O mecanismo *price-cap* foi introduzido num contexto de reformas e privatizações na Inglaterra, tendo sido implementado primeiramente nas telecomunicações em 1984, estendendo-se, posteriormente, aos setores de gás natural em 1986, aeroportos em 1987 e abastecimento de água em 1989 e 1990 [Rees e Vickers (1995)]. Sua adoção, no setor elétrico, foi precedida da separação vertical entre geração e transmissão, da separação horizontal das empresas de distribuição, da liberalização da geração e da estruturação regional da distribuição. A nova estrutura do setor começou a funcionar em 31.03.90, tendo sido precedida, desde o anúncio das medidas em 1988, por uma intensa atividade preparatória do *staff* regulatório e do estabelecimento de contratos entre os agentes setoriais para redução dos riscos entre fornecedores e geradores, bem como para proteger os setores de carvão e de energia nuclear [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

gradual, os grandes consumidores tiveram seus preços liberados e os demais consumidores cativos (de consumo até 100 kW) vêm sendo submetidos ao *price-cap*. A expectativa do Offer é a liberação total dos preços após 1998.

O objetivo dos reguladores ingleses, ao implementar a fórmula tarifária $RPI - X$, era eliminar os riscos e custos da ação reguladora – dispensando, entre outras coisas, controles que necessitassem de informações custosas como no caso do critério pela taxa interna de retorno. O *price-cap* era visto como um método tarifário de regra simples e transparente que poderia proporcionar o maior grau de liberdade de gestão possível para as empresas em regime de monopólio natural, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores [Littlechild (1983)].

Dessa forma, a adoção do *price-cap* contribuiria para reduzir o risco de captura das agências reguladoras (ao não expô-las a uma situação de assimetria de informações) e para incentivar a ação eficiente das firmas, uma vez que, com preços fixos, estas poderiam apropriar-se da redução de custos que viesse a ocorrer entre os períodos revisionais.²⁵

Contudo, este método de tarifação requer a definição, pelo regulador, de uma série de variáveis relevantes, discutidas a seguir, tais como: indexador de preços e fator de produtividade, grau de liberdade para a variação de preços relativos, grau de extensão dos repasses dos custos permitidos para os consumidores e formas de incentivo ao investimento e à qualidade do atendimento.²⁶

4.1. O Indexador de Preços e o Fator de Produtividade

A escolha de um indexador geral de preços justifica-se pela necessidade de se criar um índice, transparente para os consumidores, que não seja alvo de manipulação, tendo em vista os problemas de assimetria de informação. Este risco poderia ocorrer no caso de a escolha do indexador recair, por exemplo, sobre um índice mais específico de evolução de custos setoriais, que dependeria de informações controladas pelas empresas. No caso inglês, como mencionado anteriormente, o indexador escolhido foi o *RPI*.

25 A expectativa das autoridades britânicas era de que haveria um *trade-off* entre regulação e concorrência: o *price-cap* seria um mecanismo transitório de regulação das empresas, já que o aumento esperado da concorrência com as reformas setoriais eliminaria os monopólios naturais, tornando a regulação desnecessária [Surrey (1996) e Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

26 O regime tarifário *price-cap* vem sendo adotado para as distribuidoras recém-privatizadas no Brasil. A consultoria contratada pelo governo brasileiro para elaborar um modelo de reestruturação do setor elétrico, a Coopers & Lybrand, sugeriu a adoção de uma variante deste regime para os futuros processos revisionais. Como será visto adiante, trata-se do *revenue-cap*, no qual o controle seria feito sobre as receitas das concessionárias.

Com relação ao fator de produtividade X , sua definição deve considerar a combinação de três aspectos relevantes: a necessidade da concessionária no sentido de autofinanciar suas operações, a dinâmica tecnológica do segmento industrial e a defesa dos interesses dos consumidores, evitando-se a prática abusiva de preços e assegurando-lhes a apropriação de ganhos de produtividade.

Em decorrência disso, a escolha de X tem variado muito entre as diversas indústrias em que o método *price-cap* tem sido adotado. Setores com maior dinamismo tecnológico (como o de telecomunicações, por exemplo) apresentam, geralmente, valores de X mais elevados do que aqueles cujo processo de inovação tecnológica é mais lento (por exemplo, saneamento básico).

Os critérios de escolha e revisão do fator X são semelhantes aos utilizados na escolha da taxa interna de retorno no método do custo do serviço (descrito anteriormente), o que faz com que, na prática, ambos os métodos tenham custos regulatórios similares. No caso da determinação do fator X , os critérios incluem a análise dos valores dos ativos existentes, do custo de capital, da taxa esperada de crescimento da produtividade, do plano de investimentos das empresas, do comportamento da demanda e do ambiente de mercado em que a firma opera. Além disso, a aplicação deste redutor de preços envolve um certo grau de subjetividade, sendo normalmente precedida por processos de negociação com as concessionárias.²⁷

A estipulação de fatores X , diferenciados para cada segmento específico do setor elétrico, foi a opção adotada no caso da Inglaterra para a regulação dos setores de transmissão e distribuição [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

No caso da transmissão, o *price-cap* é composto pela receita média do “uso geral do sistema” (tarifa de transporte) e do “uso individual das conexões existentes” (tarifa de acesso).²⁸ Esta receita média é igual à receita total dividida pela média da demanda máxima anual dos últimos quatro anos, que é ajustada de acordo com a duração média da temporada de “pico” do sistema (durante o inverno). Para o período 1990/93, o regulador estabeleceu valor zero para o redutor X , que mudou para “3%” na revisão para o período 1993/96 [Surrey (1996)].

27 No caso inglês, as decisões do regulador do setor elétrico (Offer) têm remota possibilidade de serem revistas por instâncias superiores, como, por exemplo, pela Monopoly and Mergers Commission (MMC). A legislação permite ao Offer um certo grau discricionário, ao não especificar detalhes e critérios técnicos de alteração da taxa mínima de declínio dos preços reais ao longo do tempo. O estímulo à produtividade e o aumento da lucratividade para facilitar uma privatização bem-sucedida foram algumas das inspirações que nortearam a escolha do fator X , pelo regulador, na experiência britânica.

28 Na tarifa de acesso, a parcela referente às novas conexões do sistema está sujeita à regulação pelo custo do serviço (custo de conexão).

Para o caso da distribuição, o Offer estipulou, inicialmente, valores específicos para o fator X para cada uma das 12 distribuidoras, que variaram entre “0%” e “-2,5%”. Na avaliação do regulador, este *plus* seria necessário para viabilizar investimentos na melhoria do sistema. Contudo, a elevação dos lucros das distribuidoras em mais de 90% no período 1990/95 gerou críticas no sentido de que o regulador teria sido capturado pelos interesses das concessionárias. Como resultado destas críticas, os recentes termos revisionais passaram a estipular valores para o redutor X entre “0%” e “2%” para o período 1996/2000.

A parcela da energia gerada pela própria distribuidora ou através da associação desta com produtores independentes está sujeita, também, a um mecanismo de *price-cap* para evitar abuso de poder de monopólio. O valor de X definido neste caso, para o período 1990/94, foi “0%”, sendo posteriormente revisto para “2%”, para vigorar até 1998.

Os recentes processos revisionais ocorridos na Inglaterra mostraram que algumas das supostas vantagens deste método em relação ao controle da taxa de retorno não ocorreram na extensão esperada. Embora um dos objetivos do *RPI – X* fosse abdicar dos complexos acompanhamentos de custos contábeis de capital e de mensuração de taxas de retorno (que demonstraram ser ineficientes no passado), o regulador, na prática, passou a ter que tratar de uma série de variáveis necessárias à determinação de X .

Apesar de permanecerem elevados os custos e a complexidade regulatória, o método *price-cap* mostra-se superior ao do custo do serviço por permitir melhor previsão do futuro (*forward-looking information*). Sob o ponto de vista da dinâmica de longo prazo do setor, o método de tarifação pela taxa interna de retorno é um instrumento de poucos recursos, uma vez que sua precificação baseia-se em custos e comportamentos de demanda passados, projetando apenas tendências históricas. O *RPI – X*, entretanto, além de levar em conta estas variáveis, procura incentivar uma eficiência dinâmica ao incorporar fatores que consideram previsões de aumento de produtividade, inovações tecnológicas e mudanças comportamentais de demanda [Beesley e Littlechild (1989)].

4.2. O Grau de Liberdade para a Variação de Preços Relativos

O método *price-cap*, ao estabelecer um preço-teto médio para a firma, permite um certo grau de liberdade às concessionárias para a modificação de seus preços relativos (preços dos multiprodutos), com o objetivo de melhorar sua margem operacional, já que as empresas podem, por exemplo, alterar as tarifas

sempre que houver flutuações nos seus custos, observado o preço-teto.²⁹

Esta autonomia, no entanto, deve ser vigiada pelo regulador para evitar que ocorram, entre outras coisas, práticas abusivas de subsídios cruzados e impactos indesejáveis sobre a concorrência. O concessionário pode, por exemplo, aumentar as tarifas dos consumidores de baixa renda e reduzir as de outras categorias, para expandir seu mercado ou, simplesmente, melhorar sua lucratividade. Ele pode, ainda, provocar uma ação predatória no mercado através da redução da margem operacional para a conquista ou manutenção de consumidores.

Para contornar estes problemas, existem dois critérios básicos que disciplinam o grau de liberdade da firma para alterar sua estrutura tarifária.

No primeiro caso, o regulador pode permitir a diferenciação de preços entre as classes de consumidores, definindo, entretanto, um *price-cap* médio. Esta opção pode trazer sérias consequências anticompetitivas, como, por exemplo, levar a concessionária a reduzir o valor da tarifa para as classes de consumidores sujeitas à competição (consumidores livres, tais como os grandes consumidores industriais e comerciais). Em contrapartida, a empresa poderia aumentar as tarifas das classes de consumidores cativos para manter o preço-teto médio previamente estabelecido.³⁰

No segundo caso, seriam estabelecidos *price-caps* diferenciados para cada segmento de mercado da concessionária, cativo ou livre.³¹ Esta solução teria a vantagem de neutralizar a prática de subsídios cruzados entre estes segmentos. Contudo, ela não impede graus de liberdade de variação dos preços relativos dentro de cada classe de consumidores nestes segmentos. No caso inglês, por exemplo, a diferença entre as tarifas cobradas das subclasses de consumidores residenciais vem aumentando, desde 1993, entre distribuidoras. Este movimento é explicado por uma política mais competitiva em busca de grandes consumidores residenciais [Surrey (1996)].

29 Na Inglaterra, esse grau de liberdade foi utilizado, inicialmente, como um instrumento para reduzir os subsídios cruzados herdados da gestão estatal dos serviços públicos.

30 Embora isso atenda à Regra de Ramsey (quanto mais inelástica for a demanda do produto maior deverá ser seu preço), a elevação dos preços para os consumidores cativos traz ineficiências distributivas ao permitir que a empresa se aproprie de excedentes econômicos em detrimento dos consumidores cativos.

31 Esta foi a solução adotada pelo regulador na Inglaterra, onde, conforme comentado, os mercados cativo e livre são formados por consumidores com carga menor ou maior que 100 kW, respectivamente.

4.3. O Repasse Permitido de Custos para os Consumidores

O mecanismo *price-cap* prevê a possibilidade de repasse, para os consumidores, dos custos variáveis sobre os quais a firma não tem controle (por exemplo, aumento de preço dos combustíveis, impostos etc.) durante o intervalo entre a revisão das tarifas. O repasse permitido de custos para os consumidores (*cost passthrough*) representa o fator Y da fórmula $RPI - X + Y$.

A definição do fator Y objetiva reduzir os riscos regulatórios das firmas. Quanto maior o valor de Y , maior será a proteção das firmas e menor o benefício momentâneo dos consumidores. Este *trade-off*, entretanto, deve ser balanceado para não comprometer a eficiência da firma nem o bem-estar do consumidor.

No modelo inglês, a relação entre os custos permitidos para repasse e os custos variáveis totais é bastante elevada. Os componentes passíveis de serem repassados para os consumidores representam 95% dos custos variáveis de suprimento de energia, que incluem tarifas de administração do *pool*, custos de compra de energia e variação dos preços dos combustíveis fósseis [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

A adoção deste mecanismo, na Inglaterra, tem gerado críticas, sob a ótica do consumidor final, no sentido de que o *cost passthrough* não estaria permitindo uma redução de tarifas proporcional à redução dos preços dos insumos (carvão e gás natural), bem como aos ganhos de produtividade na geração. Por exemplo, as tarifas médias (sem imposto) tiveram uma redução de 10,74% entre 1990 (início da adoção do *price-cap*) e 1996. Na prática, contudo, os consumidores quase não se beneficiaram desta redução, tendo em vista que parte dela foi absorvida pela introdução, em 1995, de um imposto adicional de 8% sobre as tarifas [MacKerron (1997)].

4.4. Os Incentivos ao Investimento e à Qualidade do Serviço

Existem dois aspectos importantes que contribuem para a eficiência do modelo tarifário, quais sejam: mecanismos que incentivem níveis adequados de investimentos pela firma e instrumentos que estabeleçam padrões de qualidade do serviço.

No caso inglês, os reguladores perceberam a necessidade de adoção de um aparato regulatório complementar ao *price-cap* para atingir esses objetivos. Para garantir níveis desejáveis de investimento, a solução adotada foi o monitoramento informal dos gastos de capital das concessionárias, com especial atenção aos planos de expansão de capacidade para atender à demanda futura. Este acompanhamento tem sido um elemento auxiliar

importante na definição do fator *X* nos processos revisionais, principalmente nos setores de saneamento e gás.

Em relação à qualidade do serviço, verificou-se que o método *price-cap*, ao induzir a redução de custos através do fator *X*, não assegura, endogenamente, o aprimoramento do atendimento ao consumidor. Ao contrário, a sujeição a um preço-teto médio faz com que a firma apresente uma tendência ao subinvestimento para melhoria da qualidade dos serviços, já que este esforço representaria uma elevação do seu nível de custos.³²

Na Inglaterra, o órgão regulador estabeleceu, complementarmente ao *price-cap*, dois tipos de serviço-padrão, o *guaranteed standard*, que cria mecanismos de compensação financeira para consumidores no caso de a distribuidora não atingir o nível de qualidade estipulado pelo regulador, e o *overall standard*, que define padrões gerais de atendimento aos consumidores que devem ser seguidos pela concessionária.³³

Finalmente, o órgão regulador estipulou que as “desconexões” por falta de pagamento não seriam permitidas. Em compensação, foram introduzidos mecanismos de proteção contra inadimplência, tal como a exigência de um depósito compulsório, previamente à instalação do medidor.³⁴

Embora seja difícil estimar os efeitos destes aparatos regulatórios sobre a melhoria da qualidade dos serviços, tendo em vista o elevado padrão que já vinha sendo mantido pela antiga gestão estatal, observa-se uma redução no número de reclamações dos consumidores por conta de serviços inadequados [Surrey (1996)].

5. Os Mecanismos Complementares à Tarificação

Além dos diferentes regimes discutidos anteriormente, existem alguns mecanismos complementares que podem aumentar a flexibilidade e a capacidade de intervenção do regulador, reduzindo os efeitos das assimetrias, tais como os intervalos (*lags*) entre os processos revisionais, as licitações prévias à concessão

32 Vale registrar que, paradoxalmente, a regulação da taxa de retorno pode trazer incentivos ao investimento em melhoria da qualidade por parte da firma regulada, sempre que a taxa de retorno for maior que o custo de oportunidade do capital. A razão disto é que estes custos serão incluídos no custo do serviço e comporão o investimento remunerado da firma.

33 Adicionalmente a estes serviços-padrão, foram criados *codes of practice*, que definem instruções para atendimento aos consumidores, envolvendo critérios para cobrança de contas, prestação de serviços, recebimento e atendimento de reclamações etc.

34 O resultado prático destas medidas foi uma redução do número de desligamentos de 80 mil nos anos de 1989 e 1990 para apenas 1.221 em 1994. Uma das grandes preocupações dos analistas refere-se ao atendimento aos consumidores de baixa renda não conectados à rede, que não têm condições financeiras para efetuar o depósito compulsório [Surrey (1996)].

(ou licença) para a definição da tarifa inicial (tarifa pelo preço) a ser cobrada na prestação dos serviços públicos e a competição-padrão (*yardstick competition*), descritos a seguir.

5.1. Os Intervalos Regulatórios

O período compreendido entre as revisões de preços na prestação de serviços públicos é conhecido como intervalo regulatório, caracterizado por incertezas tanto para as firmas como para os consumidores, pois as condições inicialmente estabelecidas podem se alterar com o decorrer do tempo, resultando em benefício ou em prejuízo para ambas as partes.

A definição do intervalo revisional está diretamente relacionada ao grau de aversão ao risco dos agentes econômicos. Por exemplo, um menor intervalo é desejável no caso de uma grande aversão ao risco, o que melhora a eficiência alocativa, uma vez que os preços estariam sempre próximos aos custos. Entretanto, isto traria baixos incentivos à eficiência produtiva, visto que a firma não seria estimulada a reduzir custos devido ao curto intervalo de revisão tarifária.

No caso do método de tarifação pela taxa interna de retorno, três aspectos relevantes devem ser considerados na definição do *lag* regulatório: primeiro, é recomendável um maior espaçamento entre as revisões, tendo em vista os elevados custos diretos incorridos em cada processo revisional (audiências, consultorias etc.); segundo, como os preços permanecem fixos durante este período, existe um incentivo potencial para que a concessionária se beneficie da redução dos custos do serviço sem que esta redução seja detectada pela agência reguladora e, conseqüentemente, repassada aos consumidores; e, terceiro, a tentativa do regulador em reduzir lucros extraordinários, modificando a taxa de retorno que irá remunerar o investimento da concessionária, pode levar as firmas a subinvestirem no período final do intervalo regulatório, para evitarem o risco de *hold-up* (o regulador pode modificar esta taxa logo após a firma ter realizado o seu investimento).

No regime de tarifação com base no custo marginal, quanto maior for a aversão ao risco da concessionária, maior será seu esforço em repassar para os preços, durante os processos revisionais, um *mark-up* sobre os custos marginais, com o objetivo de minimizar os *sunk costs* incorridos ao longo do intervalo regulatório.

No método tarifário *price-cap*, por sua vez, o intervalo regulatório não deve ser muito extenso, tendo em vista as dificuldades do regulador em fiscalizar as empresas e observar mudanças que possam gerar lucros ou prejuízos excessivos. A definição da extensão do intervalo regulatório, juntamente com o nível do

preço-teto, é um instrumento importante para reduzir os riscos e balancear os benefícios entre os agentes. Por exemplo, a redução do *lag* regulatório para intervalos muito curtos pode aumentar o risco regulatório das firmas, ao reduzir sua oportunidade de apropriar lucros extraordinários, enquanto que a fixação de um *price-cap* elevado beneficiaria as firmas mas não permitiria a apropriação, pelos consumidores, de uma baixa imprevista de custos.³⁵

5.2. A Licitação para a Definição da Tarifa pelo Preço

A “tarifa pelo preço” é aquela que é definida no processo de licitação para exploração dos serviços, segundo o critério do menor preço ofertado. Esta tarifa inicial poderá ser regulada, posteriormente, por um dos métodos já discutidos. O objetivo desse mecanismo é assegurar a prestação dos serviços com preços reduzidos, além de criar estímulos à eficiência produtiva das firmas, tendo em vista que os preços preestabelecidos em contrato incentivam a redução de custos.³⁶

Com a adoção deste mecanismo, o regulador poderia reduzir os impactos das assimetrias existentes em regime de monopólio natural, ao beneficiar-se das informações obtidas durante os preparativos dos leilões, e evitar o sobreinvestimento das firmas (efeito A-J), já que elas poderão reter lucros, desde que respeitem o preço estabelecido no contrato. Sob a ótica das firmas, existe redução dos riscos regulatórios e grande autonomia empresarial.

Entretanto, o regulador tem poucos instrumentos para resolver o *trade-off* entre preço e qualidade, inerente a este tipo de contrato com preço preestabelecido: a concessionária poderá sentir-se estimulada a reduzir seus custos para apropriar-se de lucros extraordinários em detrimento de melhorias na qualidade do serviço.

O mecanismo complementar de tarifação pelo preço definido em licitação pode trazer, ainda, outros problemas adicionais, tais como:

-
- 35 Na Inglaterra, os intervalos regulatórios que complementam os mecanismos de tarifação *price-cap* variam entre os diversos segmentos do setor elétrico, correspondendo a três anos para a transmissão (alterado, posteriormente, para quatro anos), cinco anos para a distribuição e quatro anos para a parcela da energia gerada pela própria distribuidora ou através de associação desta com produtores independentes.
- 36 A licitação pelo menor preço da tarifa é vista, teoricamente, como um substituto para a regulação em monopólio natural em razão dos seus reduzidos custos regulatórios, que estariam limitados àqueles decorrentes da organização das licitações, dispensando os complexos acompanhamentos de custos e de previsão de demanda incorridos pela regulação tradicional. Entretanto, a complexidade, a instabilidade e a variabilidade das condições econômicas dos serviços públicos demonstraram, empiricamente, que o processo de licitação não pode prescindir de um acompanhamento regulatório. Para um maior aprofundamento, ver Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995).

-
- *Rent-seeking*, ou parcela de lucro extraordinário destinado pela firma para troca de favores com o poder concedente ao longo do processo licitatório [Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)].
 - Comportamento oportunista das firmas já estabelecidas, estimulado pela existência de contingenciamentos nos contratos, contra variações nos preços dos insumos e nas tecnologias, através de cláusulas suplementares e do estabelecimento de menores prazos revisionais. Aproveitando-se de assimetrias informacionais, as firmas já estabelecidas poderiam oferecer preços reduzidos para vencer a concorrência e solicitar revisões futuras alegando modificações das condições iniciais do contrato. Além disso, ao se evitar nova regulação, estas cláusulas de contingência beneficiariam as empresas já estabelecidas [Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)].
 - Subinvestimento, pois a firma pode reduzir suas inversões de longo prazo, frente ao risco de a concessão não ser renovada. O risco de subinvestimento é elevado em razão da complexidade do cálculo das indenizações devidas às firmas, por conta dos investimentos realizados, no caso do contrato de concessão não ser renovado [Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)].
 - Assimetria dos processos de renovação das licitações, num claro viés pró-firmas já estabelecidas. Vantagens informacionais (sobre a demanda, o mercado, os custos etc.) e acesso privilegiado a ativos intangíveis (recursos humanos, *learning* etc.) fazem com que as vantagens sobre as firmas potencialmente rivais sejam quase irrecuperáveis [Laffont e Tirole (1993)].

De maneira geral, a adoção exclusiva das licitações, além de exigir uma tarefa contínua de monitoramento, *enforcement* e renegociação dos contratos, tem baixa eficácia para reproduzir condições competitivas em mercados com *sunk costs* elevados e pequeno número de concorrentes potenciais. A tarifação inicial pelo preço em processos de licitação pode ser um instrumento útil para setores de menor intensidade de capital ou segmentos de algumas indústrias de infra-estrutura, nos quais os problemas de subinvestimento e informação assimétrica são menos relevantes [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].³⁷

37 Nos Estados Unidos, a prática de licitações foi utilizada no setor elétrico para estimular a introdução de produtores independentes e autoprodutores com capacidade instalada baseada em co-geradores e pequenos geradores com energia renovável. Através de processos licitatórios, a entrada ocorreu via tarifa pelo preço. Além disso, implementou-se o princípio do custo evitado: as concessionárias só poderiam ter autorização para construir usinas geradoras caso o custo do seu empreendimento fosse inferior ao custo de aquisição da energia eventualmente gerada por produtores independentes [Douglas (1994)].

5.3. A *Yardstick Competition*

A *yardstick competition* é uma forma de regulação através de incentivos, também conhecida como regulação de desempenho, adotada nos casos de monopólio natural. Este instrumento procura introduzir estímulo à redução de custos entre as empresas, reduzir as assimetrias de informação existentes e estimular maior eficiência econômica [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

O regulador estabelece padrões de avaliação do desempenho das firmas, utilizados na avaliação de custos e preços. Esse mecanismo é adotado para a comparação entre monopólios regionais operando no mesmo setor.³⁸

A remuneração de uma firma é definida de acordo com o seu desempenho em relação às outras empresas do setor, observando-se os padrões estabelecidos, o que faz com que ela seja sensível aos custos e comportamentos de suas congêneres. Como o regulador é prejudicado pelas grandes assimetrias de informação em relação às *utilities*, a adoção da regulação por comparação torna-se mais efetiva do que aquela feita para cada firma individualmente [Laffont e Tirole (1993)].

O impacto da assimetria de informação é maior na regulação individual da firma do que na regulação por comparação. Entretanto, este fato não elimina efeitos colaterais indesejáveis do ponto de vista da eficiência produtiva. Existe um *trade-off* entre três variáveis: quantidade de firmas, eficácia do critério *yardstick competition* e eficiência produtiva. Um aumento do número de firmas melhora a eficácia da *yardstick competition*, já que possibilita a expansão da base comparativa à disposição do regulador. Entretanto, isso pode reduzir a eficiência produtiva das firmas, ocorrendo deseconomias de escala e de escopo provocadas pela fragmentação do mercado [Armstrong, Cowan e Vickers (1994)].

Na prática, a heterogeneidade das empresas fez com que os reguladores, com o objetivo de facilitar a comparação entre elas, criassem subconjuntos de firmas de características mais aproximadas e definissem uma “firma-sombra” hipotética (*shadow firm*) que servisse como critério de comparação para cada subconjunto.

A “firma-sombra”, composta pela média de variáveis representativas das empresas que pertencem a um mesmo subconjunto, é utilizada como um modelo de referência (*benchmark*) para a competição entre as firmas.

38 Este método foi adotado, inicialmente, em meados da década de 80, na regulação de hospitais, usinas nucleares e fabricação de equipamentos de defesa militar nos Estados Unidos, tendo sido estendido, posteriormente, a outros setores [Shleifer (1985)]. No Chile, este método é adotado no setor de energia elétrica.

Este método pode ser utilizado de forma complementar a qualquer critério de tarifação. A tendência tem sido a sua adoção juntamente com o método *price-cap*, no qual o preço-teto estabelecido é aquele necessário para remunerar adequadamente os investimentos da “firma-sombra” de cada monopólio regional. Caso uma empresa consiga apresentar custos mais reduzidos que os da “firma-sombra”, ela será recompensada com lucros extraordinários³⁹ [Weyman-Jones (1995)].

Algumas experiências recentes de aplicação da *yardstick competition* no setor elétrico⁴⁰ têm aprimorado os critérios de comparação entre as empresas com a inclusão de indicadores do nível de renda dos consumidores e parâmetros físicos das redes e plantas de firmas.⁴¹

Embora a *yardstick competition* represente uma inovação regulatória importante, seu uso é mais adequado para o caso em que o mercado apresente uma quantidade de firmas que seja suficiente para evitar colusão na manipulação de dados entre elas. Vale registrar, contudo, que este método envolve elevados custos regulatórios no acompanhamento dos custos e do desempenho das empresas reguladas [Weyman-Jones (1995)].

6. A Regulamentação das Tarifas de Energia Elétrica no Brasil

6.1. Histórico

6.1.1. Regime Tarifário pelo Custo Histórico do Serviço

A regulação tarifária no Brasil, até 1930, era bastante limitada e pulverizada, resumindo-se a acordos isolados entre as concessionárias e as municipalidades, que eram as instâncias que detinham o poder de concessão dos serviços de eletricidade. O regime tarifário continha a “Cláusula Ouro”, que garantia a indexação das tarifas pela variação cambial, mecanismo bastante favorável às concessionárias estrangeiras [Lima (1995)].

39 Alguns estudiosos da experiência de reforma do setor elétrico inglês têm recomendado a adoção da *yardstick competition* como um complemento ao método tarifário *price-cap*, para reduzir o impacto das assimetrias de informações sobre o órgão regulador [Surrey (1996) e Weyman-Jones (1995)].

40 Este é o caso da regulação das distribuidoras regionais de eletricidade do Chile [Dias e Rodrigues (1996)].

41 Ao classificar as empresas pelo nível de renda dos consumidores e pelos parâmetros físicos, o regulador pode deparar-se com a dificuldade de estabelecimento de elementos comparativos entre empresas verticalizadas e não-verticalizadas. Uma solução a ser adotada pode ser a separação contábil dos custos envolvidos em cada segmento de atuação da empresa (geração, transmissão e distribuição) para facilitar a comparação.

A ruptura dessa situação ocorreu com a edição do Código de Águas, instituído pelo Decreto 24.643, de 10.07.34, que revogou a Cláusula Ouro e definiu a indústria de energia elétrica como serviço público, estabelecendo, em linhas gerais, as bases do novo marco regulatório, a saber:

- a transferência do poder concedente dos municípios para a União;
- os critérios de concessão, pela União, da exploração dos recursos hídricos pela iniciativa privada (desvinculados da propriedade do solo e incorporados ao patrimônio nacional);
- o regime tarifário pelo custo do serviço, com uma taxa interna de retorno máxima permitida às concessionárias de 10% sobre o custo histórico; e
- um controle mais rigoroso sobre as concessionárias, através da fiscalização técnica, financeira e contábil.⁴²

Cabia ao Serviço de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral, subordinado ao Ministério da Agricultura, estabelecer a fixação de tarifas razoáveis, fiscalizar a prestação dos serviços e garantir a estabilidade financeira das empresas.⁴³

Somente 23 anos após a edição do Código de Águas, motivado pela necessidade de grandes volumes de investimento em energia demandados pelo crescimento industrial e pela urbanização do país, é que ele foi regulamentado, através do Decreto 41.019/57.

Esta regulamentação teve como principal objetivo fazer com que as tarifas cobrissem o custo do serviço. O *funding* para novos projetos deveria ser obtido através de acréscimos de capital por parte dos acionistas, no mercado de ações, ou mediante a tomada de empréstimos⁴⁴ [Araújo e Besnosik (1993)].

42 O Código de Águas estabeleceu, ainda, que as novas explorações de recursos hídricos só poderiam ser feitas por empresas brasileiras, excluindo, dessa forma, as operadoras estrangeiras já estabelecidas no país (Light, no Rio de Janeiro e na Grande São Paulo, e Amforp, no interior paulista e em algumas capitais das regiões Nordeste e Sul) [Pires (1993)]. A inexistência de um órgão regulador bem equipado e a ocorrência de intensas disputas entre as concessionárias estrangeiras e o poder público fizeram com que o Código não fosse aplicado até 1954. Este contexto levou a uma solução de compromisso entre o Estado e a iniciativa privada, através da qual o primeiro responderia pelos investimentos em geração e a segunda seria responsável pelos investimentos em distribuição de energia elétrica. Para maiores detalhes, ver Lima (1995).

43 Somente em 1965, através da Lei 4.904, foi criado o órgão regulador – o Departamento Nacional de Águas e Energia (Dnae), ligado ao Ministério de Minas e Energia (MME). Posteriormente, o Decreto-Lei 689/69 transformou-o no Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee), que absorveu, também, as atribuições do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (Cnaee), que tinha sido criado pelo Decreto-Lei 1.285/39. Esta medida eliminou a superposição de atribuições entre esses órgãos [Pires (1993)].

44 Fazia parte do custo do serviço uma Reserva Global de Reversão (RGR), criada pelo Decreto 41.019/57. A RGR constituía-se num fundo gerido pela União, formado por um percentual equivalente a 3% dos investimentos, pagos pelas concessionárias e destinado a cobrir as in-

Como o mercado de ações era incipiente no Brasil e o mercado financeiro não era suficientemente desenvolvido para atender aos investimentos de longo prazo, o governo criou, através da Lei 2.308/54, o Fundo Federal de Eletrificação (FFE), que, inicialmente gerenciado pelo BNDE, tinha o objetivo de prover e financiar instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como a indústria de material elétrico. Sua fonte de receita era o Imposto Único de Energia Elétrica (IUEE),⁴⁵ calculado como fração da tarifa fiscal.⁴⁶

Até a criação da Eletrobrás em 1962, o setor de energia elétrica era bastante fragmentado, existindo um grande número de empresas públicas e privadas. A Eletrobrás assumiu, então, o papel de planejamento e coordenação das atividades setoriais.⁴⁷ Com a estatização da indústria de energia elétrica, iniciada em 1964, a dinâmica setorial passou a ser mais sensível à política macroeconômica, conforme se depreende da análise da política tarifária adotada daí em diante, como discutido a seguir.

6.1.2. Correção Monetária dos Ativos e Conta de Resultados a Compensar (CRC)

A correção monetária, criada pela Lei 4.357/64, transformou-se no principal instrumento da política de “realismo tarifário” da época, contribuindo para reconstituir a capacidade de autofinanciamento do setor de energia elétrica, que havia sido deteriorada pela remuneração aplicada sobre o custo histórico dos ativos.

O Decreto-Lei 54.936/64 tornou obrigatória a aplicação da correção monetária sobre o valor original do ativo imobilizado das concessionárias de energia elétrica. Isto levou à recuperação das tarifas, visto que o item mais expressivo do custo do serviço das empresas era, justamente, o ativo imobilizado. Além disso, a correção monetária, ao manter o valor real da tarifa fiscal, também teve um impacto positivo sobre o IUEE e o FFE.

denizações nos casos de reversão dos bens e das instalações da empresa, ao final do prazo de concessão. Na prática, contudo, a RGR foi utilizada como fundo de custeio para a expansão do setor. A Lei 5.655/71 estabeleceu, formalmente, esta finalidade para a RGR, além de determinar que sua gestão, então a cargo do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), seria transferida para a Eletrobrás.

45 O Decreto 40.007/56 determinava que, após o desconto de 0,5% apropriado pelo Ministério da Fazenda, o IUEE seria distribuído na seguinte proporção: 50% para os estados, 10% para os municípios e 40% para a União. Como era um imposto variável para cada classe de consumo, ele sofreu diversas alterações ao longo de sua existência e, até ser extinto em 1988, era apurado de acordo com a incidência estabelecida na Lei 5.655/71, a saber: 50% sobre a classe residencial, 60% sobre a classe comercial e 16% sobre a classe industrial (abaixo de 2 MWh).

46 A tarifa fiscal era definida como um valor médio de todas as tarifas cobradas no trimestre anterior ao recolhimento do IUEE pelo Dnaee.

47 O projeto de lei 4.277/54, de criação da Eletrobrás, levou oito anos em tramitação no Congresso, antes de sua aprovação em 1962. Somente em 1964 é que a Eletrobrás começou a operar.

Anteriormente a isso, havia sido criado o Empréstimo Compulsório (EC), através da Lei 4.156/62. Com recolhimento obrigatório para consumidores industriais com consumo superior a 2 MWh/mês, os recursos do EC eram destinados à expansão do sistema. O EC passava a ser resgatável após 20 anos, aplicando-se juros de 6% ao ano e, após a Lei 4.357/64, corrigindo-se os valores com base, também, na correção monetária.⁴⁸

A Lei 5.655/71, que elevou a taxa interna de retorno máxima permitida às concessionárias de 10% para 12%, garantiu, ainda, uma taxa de retorno mínima de 10% e estabeleceu que eventuais insuficiências ou excessos de remuneração, apurados pelo poder concedente junto a cada concessionária, durante as prestações de contas anuais, passariam a ser registrados contabilmente na CRC. Os recursos desta conta tinham o objetivo de restabelecer as taxas de retorno permitidas na legislação, ao compensar as perdas de algumas concessionárias com os recursos gerados por outras.

6.1.3. Equalização Tarifária

Como consequência do processo de centralização e de estatização do setor elétrico, foi estabelecida, pelo Decreto-Lei 1.383/74, a equalização tarifária em todo o território nacional. Através dessa medida, as tarifas passaram a ser iguais para as mesmas classes de consumo em todos os estados da federação. A equalização tarifária foi uma estratégia do governo federal para estender, a outras regiões do país, os benefícios da exploração dos recursos hídricos, concentrados, à época, nas regiões Sul e Sudeste. Argumentava-se que essa iniciativa contribuiria para um crescimento econômico regional mais uniforme.

Como as distribuidoras de eletricidade tinham diferentes estruturas de custos e apresentavam mercados muito heterogêneos, a equalização tarifária gerava “déficit” para aquelas que tinham seus níveis de custos unitários acima da média nacional e “superávit” para aquelas que estivessem abaixo da referida média.

Para resolver esta questão, a nova legislação criou um fundo de equalização, denominado Reserva Global de Garantia (RGG), composta de depósitos efetuados na CRC pelas empresas superavitárias, cujo valor era calculado pelo Dnaee, que determinava, também, o valor das contrapartidas a serem sacadas pelas empresas deficitárias.⁴⁹ Para evitar manipulação de custos e

48 O EC, inicialmente previsto para durar cinco anos, teve sua existência prolongada até meados dos anos 80. Calculado a uma taxa fixa por kWh, como uma percentagem da “tarifa fiscal”, tinha uma incidência variável de acordo com o tipo de consumo: 32,5% sobre consumo normal e 10% se o consumo fosse interruptível. Poderia haver reduções se o fator de carga fosse maior ou igual a 30% e se as despesas com compra de energia representassem 3% ou mais das receitas do consumidor.

49 Os depósitos da RGG respeitavam o limite de 2% dos investimentos das concessionárias.

garantir que todas as empresas tivessem taxas de retorno aceitáveis, o Dnaee estabeleceu critérios contábeis uniformes para o adequado acompanhamento dos custos das empresas. A nova lei criava, também, a Conta de Consumo de Combustível (CCC) para o rateio, entre as empresas operadoras dos sistemas interligados, do custo do combustível consumido nas termelétricas.

Para a definição das tarifas de fornecimento (tarifas finais de consumo) de cada concessionária, o Dnaee analisava os dados das empresas, determinava o custo do serviço equivalente, preparava a equalização tarifária e submetia os resultados à apreciação do ministério responsável pela condução da política macroeconômica. Após a manifestação deste, o Dnaee revia os custos e, finalmente, divulgava o valor das novas tarifas.

6.1.4. Introdução dos Princípios da Tarificação pelo Custo Marginal

O Decreto 62.724/68 estabeleceu que a estrutura tarifária deveria basear-se no princípio do custo marginal, com o objetivo de viabilizar uma estrutura que refletisse os custos reais de fornecimento de energia para cada consumidor.⁵⁰ Contudo, apenas a partir de 1981, com base em estudos realizados em conjunto pelo Dnaee, Eletrobrás e Eletricité de France, é que este critério começou a ser adotado somente para tarifas de alta-tensão, tendo em vista as dificuldades de estimativa de custos para o caso das demais tarifas.

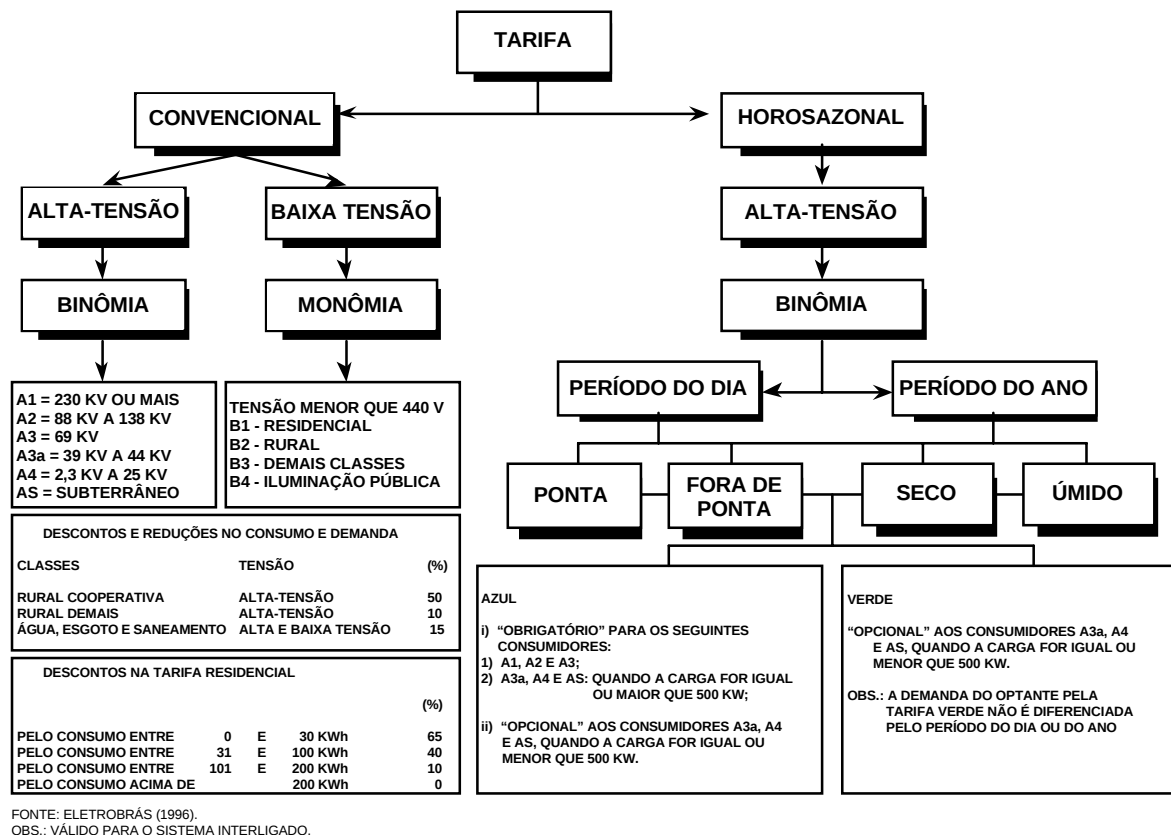
As tarifas foram diferenciadas por classes de consumidores e por níveis de tensão. Posteriormente, passaram a ser classificadas, também, levando em conta os períodos do ano, os horários de consumo e o nível de garantia do fornecimento, caracterizando a atual estrutura tarifária, como demonstrado na figura a seguir.

A estrutura tarifária é composta por duas tarifas básicas: a convencional e a horosazonal.

A tarifa convencional é definida de acordo com a tensão de atendimento. Os consumidores podem estar conectados às redes de alta-tensão (igual ou acima de 2,3 kV), formando o subgrupo tarifário A, ou às de baixa tensão (abaixo de 2,3 kV), constituindo o subgrupo B. No caso dos primeiros, aplica-se uma tarifa binômica, com os consumidores pagando pela potência demandada (tarifa de demanda) e pela energia consumida (tarifa de consumo). Somente estes consumidores têm direito a pleitear as tarifas horárias, sazonais e interruptíveis, sendo cinco os subgrupos

50 O Decreto 62.724/68 estabelecia a premissa de que “para cada grupo de consumidores é assegurada a fração equivalente do custo do serviço incorrido por ele”, introduzindo uma estrutura tarifária diferenciada por classes de consumidores e tipos de tensão.

Sistema Brasileiro de Tarificação de Energia Elétrica



tarifários nas redes de alta-tensão (A1, A2, A3, A4 e AS). Aos consumidores conectados à rede de baixa tensão aplica-se uma tarifa monômnia, formada apenas pela energia consumida. Neste caso, existem quatro grupos tarifários: residencial, rural, iluminação pública e outros.⁵¹

A tarifa horosazonal leva em conta o consumo durante o período do dia e o período do ano de atendimento. Do ponto de vista do período do dia, a tarifa varia de acordo com o horário da demanda. O período de ponta compreende o intervalo entre 17 e 22 horas de cada dia útil e o período fora de ponta as demais horas do dia, além dos sábados, domingos e feriados. Do ponto de vista do período do ano, a tarifa varia de acordo com a sazonalidade do regime de chuvas, levando-se em conta a maior ou menor disponibilidade de hidreletricidade. Dessa forma, existe uma tarifa para o período seco (entre os meses de maio e novembro) e uma outra para o período úmido (entre dezembro e abril). Além disso, existem tarifas especiais utilizadas para comercializar

51 Os consumidores de baixa tensão não estão sujeitos ao gerenciamento de demanda, como os de alta-tensão, porque seria necessária a substituição dos medidores tradicionais por medidores digitais, de elevado custo.

a energia não garantida, isto é, a energia excedente, interruptível.⁵²

Na prática, a conciliação da tarifação pelo custo marginal com o mecanismo de equalização tarifária resultou nos seguintes problemas [Araújo e Besnosik (1993)]:

- a equalização tarifária, ao obrigar uma uniformidade para todas as concessionárias, fez com que os valores das tarifas finais não representassem os custos marginais dos serviços, tanto no que diz respeito à tarifa de suprimento para as distribuidoras quanto à de fornecimento ao consumidor final;
- as regras da tarifação pelo custo marginal asseguravam uma cobertura de custos excessiva para o componente de demanda da tarifa binômia, incentivando o sobreinvestimento em capacidade;⁵³
- o custo de risco de déficit de energia, que sinaliza a confiabilidade do sistema, era o valor utilizado para estimar os custos marginais de atendimento do consumidor no curto prazo; como existe uma certa arbitrariedade na escolha dos critérios do risco de déficit, os custos marginais de curto prazo do sistema não eram apurados por métodos exclusivamente econômicos;⁵⁴ e
- os custos marginais de longo prazo, por sua vez, eram utilizados apenas como tarifa de referência, não sendo considerados pelo poder concedente quando da determinação do custo do serviço das concessionárias. Esta prática não prejudicou muito o setor enquanto existiam recursos extratarifários, utilizáveis para os fins de expansão, provenientes do IUEE e do EC.

Apesar desses problemas, a introdução do princípio do custo marginal teve impactos positivos na eficiência do setor. Exemplo disso foi a melhor modelagem da curva de carga diária do sistema, que reduziu as diferenças existentes entre as taxas de utilização de energia elétrica nos horários de pico e fora de pico. Conseqüentemente, o fator de carga do sistema elevou-se de 76% para 83%, enquanto a modulação da carga média redu-

52 As centrais hidrelétricas brasileiras são planejadas para operar nas condições de menor pluviometria, de acordo com as estatísticas dos últimos 50 anos. Na maioria dos anos, durante o período de chuvas, há um excedente hidráulico que gera energia não garantida, uma vez que seu fornecimento pode ser interrompido com o retorno às condições pluviométricas normais. Esta energia é comercializada, geralmente, com tarifas que valem entre 15% e 30% dos valores das tarifas normais.

53 Esta questão foi corrigida, posteriormente, pelo Dnaee, com o estabelecimento de critérios mais equilibrados para o balanceamento dos dois componentes da tarifa binômia.

54 O custo de déficit, baseado no critério de risco utilizado para a determinação da energia firme do sistema, é definido como o custo de ocorrer uma falta de energia num nível de probabilidade de 5%, considerando a ocorrência das piores condições hidrológicas dos últimos 50 anos. Este percentual de probabilidade, definido subjetivamente, era de 30% nos anos 80.

ziu-se de 60% para menos de 40% entre 1982 e 1987. Por outro lado, as tarifas sazonais tiveram pouco impacto sobre as curvas de carga porque, conforme mencionado anteriormente, foram ofertadas para grandes consumidores em alta-tensão, cuja demanda não oscila sazonalmente [Araújo e Besnosik (1993)].

Por ocasião da crise energética, foi incorporado um outro objetivo ao conjunto de metas a serem atendidas pela estrutura tarifária: o subsídio à substituição de combustíveis fósseis pela energia elétrica, sendo que os custos marginais deveriam dar a dimensão do limite aceitável destes subsídios [Araújo e Besnosik (1993)].

Verificou-se, então, a expansão das tarifas especiais para indústrias eletrointensivas, reforçada com o estímulo à substituição do uso de derivados de petróleo por eletricidade no consumo industrial. A justificativa macroeconômica para essa política era a necessidade de responder ao segundo choque do petróleo aproveitando o excesso de capacidade de geração de hidreletricidade resultante dos elevados investimentos realizados na década de 70 e da redução de demanda de eletricidade originada da recessão vivida pela economia brasileira no início dos anos 80⁵⁵ [Piccinini (1994)].

6.1.5. Crise Econômica e Deterioração do Valor Real das Tarifas

A crise que se abateu sobre a economia brasileira em meados da década de 70 afetou profundamente o modelo de financiamento do setor elétrico, que até então se baseava em três componentes: autofinanciamento, através de tarifas reais; recursos da União, através de impostos setoriais (IUEE e EC) e dotação orçamentária; e financiamento externo, captado com custos inferiores às taxas internas de retorno dos investimentos no setor.

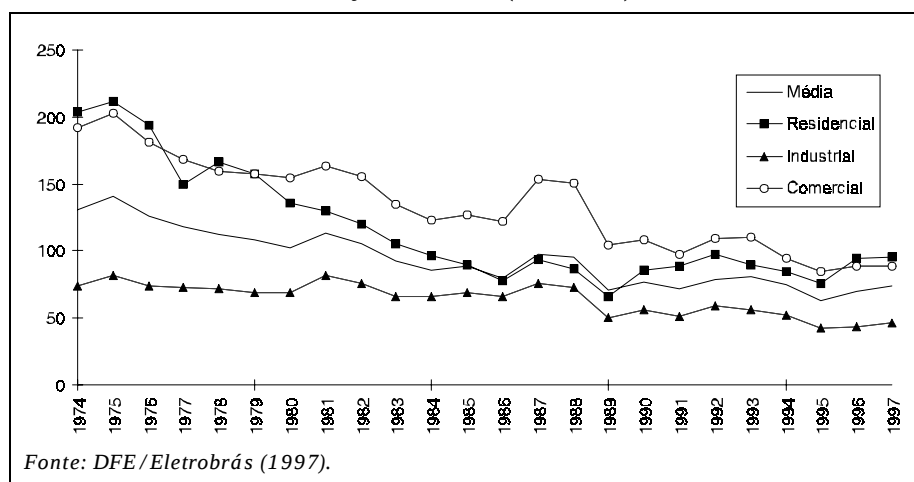
As tarifas de eletricidade passaram a ser utilizadas como instrumento de controle inflacionário e, como mostra o Gráfico 1, sofreram um longo e significativo declínio em seus valores reais.⁵⁶ Conseqüentemente, os níveis tarifários obtidos não foram capazes de garantir a remuneração mínima legal de 10% a.a. sobre os ativos em serviço, prejudicando o autofinanciamento do setor.⁵⁷

55 Além disso, o país atravessava um período de chuvas favorável, o que viabilizou a cobrança de tarifas subsidiadas, tais como a Energia Garantida por Tempo Determinado (EGTD), que reduziu o preço da energia elétrica a até 30% de seu patamar usual.

56 Isto foi agravado pela expansão de um conjunto de descontos nas tarifas pagas pelos consumidores de baixa renda durante a década de 80.

57 A queda real das tarifas foi interrompida brevemente, entre 1980 e 1981, em razão do repasse de parte da elevação dos custos de combustíveis provocada pelo segundo choque do petróleo e, em 1986 e 1987, devido ao Plano de Recuperação Setorial (PRS) implementado durante o Plano Cruzado.

Gráfico 1
Evolução das Tarifas Reais Médias de Fornecimento – 1974/97
Preços de 1995 (R\$/MWh)



O agravamento da crise do balanço de pagamentos fez com que a dotação orçamentária da União fosse progressivamente reduzida. Além disso, as condições desfavoráveis do mercado financeiro internacional, principalmente após a moratória do México em 1982, fizeram com que se elevassem os custos financeiros dos empréstimos internos e externos, superando em muito as taxas de retorno obtidas pelas empresas.

Ao mesmo tempo em que as tarifas se deterioravam, os custos setoriais elevavam-se como reflexo de um plano de investimentos que fugia à lógica seqüencial de expansão ao menor custo dos empreendimentos. De fato, desde o período de expansão econômica nos anos 70 que as tomadas de decisão de investimento do setor não seguiam a ótica microeconômica, não só por interesses estratégicos (integração social, soberania etc.), como também pela necessidade de captação de recursos externos por parte do governo. Como exemplos, podem ser citadas as construções de Itaipu, de Tucuruí e das centrais nucleares, que, embora se justifiquem atualmente pelas necessidades de energia do país, na época poderiam ter sido precedidas por outros investimentos de menor custo.

Particularmente, para viabilizar a usina hidrelétrica de Itaipu Binacional, foi criada a Lei 5.899/73, determinando que as concessionárias de energia elétrica, interconectadas ao sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, fossem obrigadas a adquirir uma cota-parte da energia gerada, proporcional às suas participações no mercado.⁵⁸

58 O preço da energia de Itaipu é definido com base no custo do serviço da dívida do empreendimento, somado às despesas operacionais da usina, sem levar em conta qualquer critério tarifário mencionado anteriormente. Esta energia é adquirida por Furnas e pela Eletrosul e repassada às distribuidoras na proporção das suas cotas-partes. O pagamento é feito à Eletrobrás. Além dessas cotas, as concessionárias pagam a Furnas, desde 1988, uma tarifa de transporte por conta da energia de Itaipu, destinada a cobrir os encargos de remuneração dos investimentos e das despesas operacionais do sistema de transmissão associado a Itaipu.

Ao longo dos anos 80, sucederam-se medidas e programas que, sem sucesso, buscavam reverter a deterioração tarifária e sanar as dívidas intra-setoriais dela decorrentes. Em 1986, o governo federal criou o Programa de Recuperação Setorial (PRS), numa tentativa de recuperar o valor real das tarifas. Este esforço, contudo, foi anulado pela elevação subsequente dos índices inflacionários e pela extensão progressiva dos descontos de tarifas, então restritos a consumidores de baixa renda, para faixas de maior consumo.⁵⁹

Como a remuneração dos serviços era garantida por lei, a insuficiência tarifária passou a representar um débito da União para com as concessionárias. Para resolver este problema, o Decreto-Lei 2.432, de 1988, determinou a compensação das CRCs, apuradas até 31.12.87, com ativos da União. Posteriormente, a Lei 8.013/90 estendeu esta compensação aos créditos de CRC formados até 31.12.89. Estabeleceu-se, com isso, a possibilidade de acerto das pendências passadas sem, no entanto, comprometer os fluxos financeiros futuros, já que se tratava de um grande encontro de contas envolvendo dívidas e créditos do setor elétrico para com a União.⁶⁰

O contexto macroeconômico, no entanto, fez com que as tarifas voltassem a ser usadas como instrumento de controle da inflação. As concessionárias estatais, contudo, não reagiram a esta política com a adoção de medidas de redução de custos e melhoria de produtividade, uma vez que o regime de remuneração garantida e a equalização tarifária desestimulavam iniciativas nesse sentido. Já em 1990, as concessionárias acumulavam novos créditos, junto à União, devido às insuficiências tarifárias.

A Constituição de 1988 estimulou a autonomia dos estados e municípios e fez com que o governo federal perdesse recursos importantes destinados, até então, à expansão do setor elétrico. Por exemplo, o IUEE foi substituído pelo Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), cuja taxa é de livre arbítrio dos governos estaduais.⁶¹ Os estados, por sua vez, pressionavam o governo federal em prol da descentralização decisória e de recursos, o que se traduziu, no setor elétrico, na defesa de tarifas que refletissem os custos de suas concessionárias, desgastando politicamente o princípio da equalização.

59 O teto máximo de consumo da classe residencial, passível de desconto, aumentou, inicialmente, de 30 kWh/mês para 200 kWh/mês e, posteriormente, para 300 kWh/mês, retornando, recentemente, a 200 kWh/mês.

60 De um montante de CRCs da ordem de US\$ 7,7 bilhões, foram compensados US\$ 5,3 bilhões. O saldo, que seria objeto de negociação entre os Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda, foi acrescido de novas dívidas, atingindo cifras elevadíssimas, como discutido mais adiante [Resende e Alqueres (1993)].

61 Com a criação do ICMS, iniciou-se, na prática, um processo de desqualificação tarifária. Cada estado passou a ter a liberdade de escolher o percentual do ICMS que incide sobre cada categoria de consumidor. Os valores típicos médios deste imposto variam de 17% a 25% sobre o preço da energia e, na maior parte dos estados, existe isenção para os consumidores de baixa renda e reduções para outras categorias.

Em meados de 1992, a situação do setor elétrico era insustentável, generalizando-se a inadimplência intra-setorial. A quase totalidade das empresas vivia um déficit crônico de caixa, uma incapacidade de pagamento das dívidas externas e internas, que eram honradas pelo Tesouro Nacional, e uma paralisação quase total do parque de obras.⁶²

Os níveis tarifários fixados pelo governo federal eram insuficientes para fazer frente ao custo do serviço das distribuidoras, provocando inadimplências, por parte das distribuidoras, no pagamento da energia suprida pelas empresas geradoras.⁶³

Em dezembro de 1992, a dívida da União para com as concessionárias – registrada contabilmente na CRC – equivalia ao valor de 2,5 anos de faturamento de todo o setor elétrico.⁶⁴ Isto traduzia-se num subsídio dos contribuintes para os consumidores, uma vez que quase metade da tarifa necessária para complementar os custos de serviço do setor era coberta com recursos da União.⁶⁵

Além desses fatores, outros aspectos contribuíram para a crise do setor elétrico, tais como a fragilidade do Dnaee, as falhas no planejamento setorial e as pressões dos grupos de interesse vinculados às empresas construtoras.

A estrutura inadequada e a falta de independência do Dnaee⁶⁶ resultaram em problemas de “captura”, por um lado, pelas concessionárias, na fiscalização de suas atividades, particularmente no que se refere ao controle de custos dos serviços, e, por outro, pelo governo federal, na determinação tarifária [Araújo e Besnosik (1993) e Oliveira e Pires (1994)].

Por sua vez, a maioria dos planos setoriais de expansão de longo prazo era baseada em modelos estatísticos limitados, que não conseguiam captar as tendências macroeconômicas nem a evolução efetiva do mercado de eletricidade⁶⁷ [Araújo e Besnosik (1993)].

62 Em 1992, o total de obras de geração paralisadas equivalia a cerca de 10 GW, que representavam investimentos realizados da ordem de US\$ 10 bilhões e oneravam financeiramente as obras em construção em mais de US\$ 1,2 bilhão [Alqueres (1993)].

63 Por conta da difícil situação setorial, a Eletrobrás, em 1992, não pôde honrar a quase totalidade de sua dívida externa, gerando permanentes conflitos com o Tesouro Nacional e sucessivos bloqueios de suas contas por parte do Banco Central.

64 Estes créditos junto à União, por insuficiência tarifária (CRCs), representavam cerca de US\$ 24 bilhões [Resende e Alqueres (1993)].

65 A tarifa real que deveria ser praticada em 1992, considerando-se as CRCs, era superior a US\$ 80/MWh, enquanto a tarifa média efetivamente cobrada ao consumidor final foi de US\$ 47/MWh [Resende e Alqueres (1993)].

66 Em 1996, o Dnaee tinha 168 funcionários, dos quais 35 eram do seu quadro efetivo e 133 cedidos pelas concessionárias [Silva (1996)].

67 No caso particular das estimativas do mercado futuro, as previsões de demanda realizadas pelo setor, durante toda a década de 80, ultrapassaram largamente o mercado realizado. Por exemplo, o Plano de Expansão 2010, da Eletrobrás (publicado em 1987), projetava um mercado, para o ano de 1991, superior em 29% ao efetivamente realizado [Oliveira e Pires (1994)].

Finalmente, pressões de grupos de interesse vinculados às construtoras impactaram o programa de obras das concessionárias estaduais, tendo em vista que estas empresas gozavam de relativa autonomia na determinação de seus custos de serviço. Contudo, como os patamares tarifários necessários para cobrir esses custos não eram autorizados pelo governo federal, esta situação contribuía para a deterioração financeira das empresas [Oliveira e Pires (1994)].

A combinação desses fatores levou o setor elétrico a assumir esquemas de financiamento incompatíveis com seu fluxo de caixa e a programar obras de geração não prioritárias. Enquanto isso, eram postergadas obras indispensáveis à melhoria do desempenho técnico e financeiro do setor (particularmente em transmissão e distribuição), resultando em aumentos desnecessários dos custos operacionais e na redução da eficiência econômica.

Além disso, um novo elemento veio pressionar os custos do setor elétrico: a internalização dos custos ambientais. A crescente preocupação com os impactos ambientais dos projetos do setor provocou a emergência de uma legislação específica para empreendimentos de geração com capacidade superior a 10 MW e de linhas de transmissão com tensão superior a 230 kV. A elaboração e a aprovação dos documentos exigidos e a implementação das medidas necessárias para a mitigação dos efeitos ambientais são atividades *time consuming* que contribuem, também, para o aumento dos custos das obras.

6.2. Desequalização Tarifária

A Lei 8.631/93, entre outras coisas, introduziu três inovações importantes no setor elétrico brasileiro: eliminou o regime de equalização tarifária, promoveu um amplo encontro de contas entre as empresas credoras e devedoras do setor e estabeleceu a obrigatoriedade de contratos de suprimento de energia entre as geradoras e as distribuidoras.

A ausência de condições institucionais adequadas na época, principalmente no que se refere à existência de um órgão regulador bem estruturado e independente para fiscalizar o cumprimento dos contratos, examinar as diversas planilhas de custos das empresas e dar a decisão final sobre as tarifas, inviabilizou a implantação da grande maioria das medidas estabelecidas na lei, como discutido adiante.

Eram três as principais justificativas apresentadas para a desequalização: primeiro, a equalização tarifária e o regime de remuneração garantida traziam problemas de eficiência econômica, ao desestimularem a eficiência produtiva e incentivarem a elevação dos custos setoriais; segundo, a equalização tarifária

teria deixado de ser um fator relevante para promover a justiça social, visto que, em razão da evolução do sistema elétrico brasileiro, os custos regionais tornaram-se similares;⁶⁸ e, terceiro, a desigualização criaria um incentivo competitivo entre as concessionárias ao permitir a visualização dos diferentes preços cobrados pelas empresas em suas áreas de atuação.

A Lei 8.631/93 previa que as geradoras e as distribuidoras passariam a propor ao Dnaee tarifas que cobrissem seus respectivos custos de serviço, que seriam homologadas automaticamente se o regulador não se pronunciasse em 15 dias. O Dnaee permanecia com a função de supervisionar e aprovar tanto as tarifas de suprimento quanto as de fornecimento.⁶⁹

As tarifas passariam a ser corrigidas mensalmente por uma fórmula paramétrica que refletiria a variação inflacionária dos componentes do custo do serviço de cada empresa específica. O objetivo era repassar para o consumidor apenas os aumentos de custos incorridos pela concessionária necessários para atendê-lo, já que os componentes da fórmula paramétrica seriam ponderados de acordo com a realidade específica de cada segmento ou empresa da cadeia produtiva do setor.

A nova legislação tarifária estabeleceu, ainda, um grau de liberdade para que a concessionária modificasse seus preços relativos, pois esta, desde que mantivesse o valor médio da tarifa, poderia promover alterações compensatórias entre classes de consumidores finais.

Visando estimular os investimentos e recompor a situação econômica das concessionárias, a nova legislação eliminou o limite máximo legal para as taxas de retorno setoriais, além de estabelecer um programa de recuperação tarifária com aumentos progressivos que permitiriam às empresas o ressarcimento de seus custos e a remuneração dos investimentos.⁷⁰

Para compensar o fim do subsídio cruzado proporcionado pela equalização tarifária às empresas que operavam com sistemas isolados, a Lei 8.631/93 estendeu o rateio do custo de

68 Em 1993, os custos de transmissão e distribuição das regiões Norte e Nordeste eram 20% mais baratos que nas regiões Sul e Sudeste (à exceção do custo de distribuição para os consumidores de baixa tensão, que era 20% mais caro). A razão disso é que a construção de grandes usinas hidrelétricas por parte da Eletronorte e da Chesf, na década de 80, reduziu, em termos relativos, os custos de geração e de transmissão em alta tensão para o sistema interligado do Norte-Nordeste, em relação aos mesmos custos do sistema Sul-Sudeste, que são agravados pelos encargos do rateio da energia de Itaipu [Araújo e Besnosik (1993)].

69 Cada concessionária deveria remeter ao Dnaee os formulários Plante (Planejamento de Tarifas de Energia Elétrica), contendo as seguintes informações: investimento remunerável e reversível, custo do serviço (incluindo remuneração do serviço), mercado de energia elétrica, proposta tarifária, receita operacional, fluxo de caixa, demonstração de resultados e balanço patrimonial.

70 Esperava-se que a eliminação do limite máximo da remuneração garantida estimulasse a autonomia empresarial e a eficiência produtiva, uma vez que as empresas tornaram-se desobrigadas do repasse intersetorial, exigido pela equalização tarifária, dos resultados excedentes oriundos de taxa de retorno superior àquela legalmente estabelecida.

combustíveis da geração térmica desses sistemas para todas as concessionárias do país, na proporção da participação de cada empresa no mercado de eletricidade, constituindo-se a chamada conta CCC-Isol.⁷¹

Em relação à inadimplência setorial, a Lei 8.631/93 promoveu um amplo encontro contábil das contas a receber e a pagar das empresas do setor elétrico, eliminando os créditos das geradoras federais junto às distribuidoras estaduais. O Tesouro Nacional absorveu cerca de US\$ 20 bilhões relativos às dívidas das empresas neste encontro de contas.⁷²

A Lei 8.631/93 determinou, ainda, a obrigatoriedade de contratos de fornecimento entre empresas geradoras e distribuidoras, através dos quais seriam fixadas as demandas de potência e de energia a curto, médio e longo prazos. As tarifas de suprimento deveriam ser calculadas com base nestas previsões e no consumo efetivo.

Estes contratos de suprimento deveriam conter as quantidades, os preços e as regras de intercâmbio de energia entre as empresas, ficando especificadas as cláusulas de garantia que vinculariam o pagamento da energia fornecida às receitas das empresas compradoras. Estas cláusulas autorizavam, também, o débito automático em conta corrente dos valores devidos, decorridos 15 dias da data de seu vencimento. A lei determinava, inclusive, que a vigência de qualquer novo reajuste de tarifas das distribuidoras seria condicionado à assinatura prévia de contratos com as geradoras.⁷³

Além dos aspectos relacionados às tarifas, à inadimplência e às relações contratuais entre as empresas, a nova legislação trouxe inovações em relação à defesa dos interesses dos consumidores, ao exigir a instituição de conselhos de consumidores, por parte das concessionárias, em suas respectivas áreas de concessão, para representarem paritariamente os interesses das principais classes consumidoras.

Entretanto, as medidas estabelecidas pela Lei 8.631/93 não foram implementadas na extensão esperada, devido, basicamente, aos seguintes aspectos:

-
- 71 A CCC-Isol só reembolsa as despesas com combustíveis que excedem os montantes correspondentes à respectiva Energia Hidráulica Equivalente, definida como a energia que poderia substituir a totalidade da geração térmica caso os sistemas estivessem completamente interligados.
- 72 Este valor equivale à diferença entre a dívida da União com as concessionárias (cerca de US\$ 25 bilhões), por conta da insuficiência tarifária, e a dívida das empresas com a Eletrobrás (da ordem de US\$ 5 bilhões), por conta da inadimplência no pagamento da energia suprida, inclusive no que se refere às cotas de Itaipu [Resende e Alqueres (1993)].
- 73 O governo federal tentou estabelecer a obrigatoriedade de discriminação, nas contas dos consumidores, das parcelas referentes aos custos da própria concessionária e da energia suprida, para separação no caixa recebedor. Na prática, entretanto, essa iniciativa não foi implementada pelas concessionárias.

-
- o Dnaee mostrou-se desaparelhado e sem autonomia para analisar as planilhas de custo das diferentes concessionárias;
 - a decisão final sobre os reajustes das tarifas continuou a cargo da equipe econômica, como parte da política de controle da inflação;⁷⁴
 - a combinação destes dois fatores impediu a substituição da antiga prática de reajustes uniformes pelo novo critério da Lei 8.631/93, que previa reajustes específicos para cada concessionária de acordo com a evolução de seus custos;⁷⁵
 - apesar de as concessionárias terem estabelecido contratos de suprimento com as geradoras de eletricidade, continuaram a ocorrer atrasos de pagamentos e inadimplência no setor;⁷⁶ e
 - os conselhos de consumidores que foram criados em cumprimento à Lei 8.631/93 não tiveram definidos claramente os critérios de escolha e as funções dos conselheiros, não trazendo qualquer resultado prático para a defesa dos consumidores.⁷⁷

Em linhas gerais, apesar de bem concebidos, os objetivos da Lei 8.631/93 – introduzir autonomia empresarial nas decisões sobre preços e estimular a competitividade e a eficiência econômica das concessionárias – foram prejudicados por interesses da política macroeconômica e das concessionárias.

6.2.1. Evolução Recente das Tarifas

O lançamento do Plano Real, em julho de 1994, conforme comentado anteriormente, estabeleceu o congelamento das tarifas públicas. Somente em novembro de 1995 – após 18 meses de congelamento –, através da Portaria 267/95 do Ministério da Fazenda, foi permitido ao Dnaee reiniciar o processo de reajuste e homologação das tarifas de energia elétrica. O período mínimo de reajuste passou a ser de 12 meses.

74 Por exemplo, a Medida Provisória 482/95, que instituiu o Plano Real, suspendeu, a partir de junho de 1995, os reajustes das tarifas públicas, inclusive do setor elétrico, e a Lei 9.069/95 revogou o programa de recuperação tarifária, então previsto no artigo 11 da Lei 8.631/93.

75 Os reajustes tarifários homologados pelo Dnaee entre maio de 1993 e maio de 1994 apresentaram grande uniformidade, foram definidos abaixo dos valores reivindicados pelas concessionárias e oscilaram em torno de 3% acima ou abaixo dos índices inflacionários, após o que foram convertidos em Unidade de Reserva de Valor (URV) [Brunetti e Guerra (1996)].

76 Por exemplo, em junho de 1996 a Cesp e a Eletropaulo deviam, respectivamente, US\$ 3 bilhões e US\$ 500 milhões referentes à compra de energia de Itaipu [Gazeta Mercantil (07.06.96)].

77 Por exemplo, os conselhos criados pela Cerj e pela Light não tiveram qualquer atuação relevante nas discussões sobre a baixa qualidade dos serviços prestados no Estado do Rio de Janeiro, particularmente no verão de 1998.

A Portaria 267/95 introduziu, ainda, três modificações tarifárias importantes: a primeira referia-se à divisão da classe de consumo residencial em duas subclasses, ou seja, a residencial e a de baixa renda (consumidores residenciais atendidos por programas especiais); a segunda alterou os percentuais de descontos aplicados às faixas de consumo residenciais de baixa renda, conforme mostra a Tabela 1; e, finalmente, a terceira eliminou o critério de desconto em cascata para o consumidor da subclasse residencial com nível de consumo superior a 200 kWh, que passou a pagar a tarifa plena sem desconto.

Por sua vez, o método definido para a classificação dos consumidores de baixa renda, submetido previamente ao Dnaee, resultou em limites diferenciados para cada concessionária, conforme mostra a Tabela 2. Esta distinção é explicada pelos diferentes perfis do mercado consumidor de cada concessionária.

Tais mudanças foram suficientes para provocar um aumento significativo do faturamento das concessionárias distribuidoras sem que tenha havido aumento do nível das tarifas por classe de consumidores. Particularmente no que se refere à alteração do limite de consumo para aplicação de descontos residenciais, os impactos positivos foram maiores no caso das empresas cujo mercado consumidor residencial continha maior

Tabela 1
Percentuais de Desconto Aplicados à Classe Residencial de Baixa Renda

<i>kWh/mês</i>	<i>Desconto (%)</i>	
	<i>Anterior</i>	<i>Atual</i>
0-30	82	65
31-100	55	40
101-200	24	10
Acima de 200 ^a	0	0

Fonte: Eletrobrás (1995).

^aEste limite foi fixado em 220 kWh no caso das concessionárias do Estado de São Paulo.

Tabela 2
Limite de Consumo Mensal para Classificação do Consumidor de Baixa Renda – Dezembro de 1995

<i>Concessionárias</i>	<i>Limites de Consumo (kWh/mês)</i>
Eletronorte, Ceam e Eletroacre	200
Celipa, Cea, Cer e Cerom	140
Celtins	180
Todas da Região Nordeste	140
Todas do Estado do Rio de Janeiro	140
Todas do Estado de São Paulo	220
Outras da Região Sudeste	180
Todas da Região Sul	160
Enersul	150
Outras da Região Centro-Oeste	180

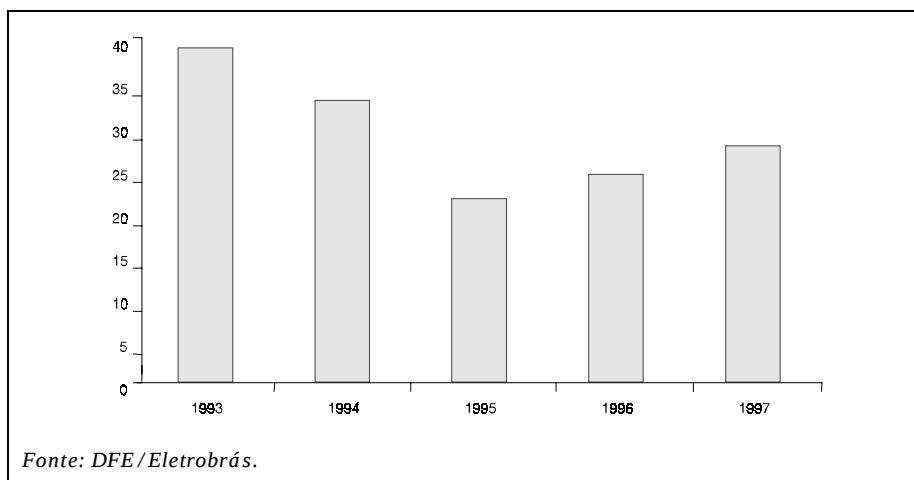
Fonte: Eletrobrás (1995).

parcela de consumidores subsidiados. Além disso, tanto as tarifas médias de fornecimento como as tarifas de suprimento vêm apresentando recuperação desde 1995. O Gráfico 2 mostra a evolução favorável das tarifas de suprimento, tendo em vista a necessidade de recuperação dos seus patamares reais para viabilizar a privatização das geradoras federais.

Os reajustes das tarifas de suprimento não têm impactado as margens de lucro das distribuidoras, uma vez que vêm sendo repassados, em sua totalidade, para os consumidores finais.⁷⁸ Apesar das elevadas margens de lucro das distribuidoras, este repasse tem o objetivo, entre outras coisas, de preservar a rentabilidade dos ativos das distribuidoras em processo de privatização.

Um elemento importante, introduzido com a privatização da Escelsa, foi a fixação prévia do nível das tarifas no contrato de concessão, passível de reajustes anuais e de processos revisionais, inaugurando o regime de “tarifa pelo preço”. De forma ainda mais inovadora, os contratos de concessão das demais empresas privatizadas incluem o mecanismo de *price-cap*.⁷⁹ Entretanto,

Gráfico 2
Evolução das Tarifas Reais Médias de Suprimento – 1993/97
Preços de 1995 (R\$/MWh)



78 O patamar da tarifa média de suprimento, estimada em R\$ 27,59 em 1998, equivale apenas a 40% da tarifa média de fornecimento, estimada em R\$ 67,90 para o mesmo ano. Esta relação é inferior à apresentada pelo padrão internacional, situado, em média, em nível superior a 60% [Eletrobrás (1996)]. Isto significa que as tarifas de distribuição encontram-se em patamares elevados, muito superiores às necessidades de remuneração do segmento.

79 A fórmula do índice de reajuste tarifário (*IRT*) adotada para as concessionárias recém-privatizadas e para a Cemig é a seguinte:

$$IRT = \frac{VPA - VPB(IVI \pm X)}{RA}$$

sendo:

VPA = custos equivalentes à cota da RGR, CCC, compensação financeira para utilização de recursos hídricos e compra de energia elétrica para revenda;

VPB = valor remanescente da receita da concessionária, excluindo-se o ICMS, após a dedução da parcela VPA;

IVI = número índice inflacionário (IGPM);

X = fator de eficiência, a ser estabelecido nos períodos revisionais; e

RA = receita anual considerada no reajuste ou revisão anterior, excluindo-se o ICMS e considerando-se as tarifas vigentes no período anterior.

este mecanismo deverá entrar em vigor, de fato, após o primeiro prazo revisional, uma vez que o valor do fator de produtividade para os anos iniciais foi estabelecido como zero.⁸⁰

6.3. Perspectivas

O setor elétrico brasileiro vem passando por um processo de reformas que visa, entre outras coisas, melhorar a eficiência e a capacidade de autofinanciamento setorial através da introdução da concorrência em alguns segmentos de mercado, de tarifas adequadas e de regulamentação por incentivos nos segmentos que permanecerão como monopólio natural.⁸¹

Dentre as inovações institucionais que estão sendo introduzidas, destacam-se o livre acesso à rede de transmissão, a constituição de um mercado livre na geração e na comercialização de energia e novos princípios de regulamentação tarifária.⁸²

O novo modelo setorial apresenta distintos princípios tarifários nos diferentes segmentos de mercado, em função do grau de concorrência que se pretende introduzir em cada um deles. As tarifas serão livres nos segmentos de geração e de comercialização e regulamentadas nos segmentos de transmissão e de distribuição (neste último, apenas para consumidores cativos com demanda inferior a 10 MW).

6.3.1. Tarifas no Segmento de Geração

As tarifas no segmento de geração deverão refletir os custos marginais de longo prazo. De forma semelhante ao modelo inglês, foi criado, através da Lei 9.648, de 27.05.98, e regulamentado pelo Decreto 2.655, de 02.07.98, um Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), no qual ocorrerão livremente as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados, e que será implementado mediante Acordo de Mercado a ser firmado entre os interessados. As atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados serão de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade privada composta por representantes dos diversos agentes do setor, dos consumidores e do poder concedente.

80 Foi estabelecido o prazo revisional de oito anos para o caso da Light, sete para a Cerj, cinco em outros casos e quatro para as distribuidoras que estão sendo privatizadas.

81 As reformas estão sendo desenvolvidas com base nos estudos elaborados pela consultoria internacional Coopers & Lybrand, contratada pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

82 A “comercialização” passa a ser um novo segmento da cadeia produtiva da indústria elétrica – além dos tradicionais segmentos de geração, transmissão e distribuição –, composto de corretores varejistas (*brokers*) que comprarão energia de distribuidores ou geradores para revendê-la a grandes consumidores. Este trabalho não discute as questões tarifárias referentes a esse novo segmento.

Participarão do MAE todos os geradores com capacidade igual ou superior a 50 MW, todos os varejistas (distribuidoras e comercializadores de energia) com carga anual igual ou superior a 100 GWh e todos os grandes consumidores com demanda acima de 10 MW. A comercialização dos blocos de energia poderá ser de curto prazo (*spot*) ou de longo prazo e ocorrerá através da negociação de contratos financeiros, denominados Contratos do Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

O funcionamento básico do mercado livre deverá ocorrer como se segue. Os geradores deverão declarar sua disponibilidade de energia para o ONS, que, após a análise dos dados técnicos dessas empresas, estabelecerá um programa de despacho da energia, de forma a otimizar centralizadamente o sistema hídrico brasileiro. A receita do gerador deverá ser igual à receita equivalente à energia firme que ele colocar em disponibilidade para o sistema, independentemente de sua carga total ser despachada ou não, com o objetivo de compartilhar os riscos hidrológicos entre as usinas hidrelétricas.⁸³ Isto faz com que a lógica do mercado seja subordinada à lógica da operação otimizada centralizada, já que poderão existir casos em que, embora o gerador declare uma certa disponibilidade, apenas parte dela deverá ser despachada pelo ONS para não afetar o despacho ótimo de todo o sistema interligado.⁸⁴

O preço da energia comercializada no mercado *spot* deverá apresentar oscilações de acordo com o risco de déficit do sistema e a sua capacidade de atendimento da demanda. Por exemplo, devido à característica preponderantemente hidrelétrica do parque gerador brasileiro, ocorrerão grandes oscilações no mercado *spot*, com preços baixos nos anos chuvosos e altos nos anos de seca.

Em razão dessas oscilações, a avaliação dos especialistas é de que o total de energia a ser comercializada no mercado *spot* não deverá ultrapassar a parcela de 10% a 15% do total da energia transacionada no MAE. Na prática, o mercado *spot* deverá envolver tanto a oferta de sobras de energia (energia interruptível etc) quanto a demanda para complementar eventuais necessidades de energia para atender às exigências contratuais dos agentes do setor elétrico.

Os contratos de longo prazo, denominados contratos bilaterais, terão o preço da energia prefixado. O objetivo desses

83 O compartilhamento dos riscos hidrológicos será feito através do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), também estabelecido pelo Decreto 2.655/98.

84 Para maiores detalhes, ver MME (1997). Deve-se ressaltar que o relatório dos consultores recomenda monitoramento pelo ONS e pela Aneel das declarações dos geradores para evitar distorções que gerem ganhos comerciais indevidos [Coopers & Lybrand (1997)]. Essa medida deverá atenuar a ocorrência de problemas semelhantes aos verificados no caso inglês, em que os geradores manipulavam as informações sobre a capacidade declarada para elevar os preços do *pool*.

contratos é evitar as incertezas provocadas pela volatilidade dos preços no mercado *spot*.

A imediata entrada em vigor da livre negociação de contratos de fornecimento de energia no MAE provocaria um choque nos preços da eletricidade no Brasil, pois o custo médio de suprimento, repassado para a concessionária monopolista de distribuição, e desta para os consumidores finais, iria refletir os crescentes custos marginais de expansão do sistema.⁸⁵ Além disso, como existe uma grande diversidade de custos no parque brasileiro, as centrais de geração que já foram amortizadas gozariam de um enorme diferencial de receitas que aumentaria sobremaneira seus lucros. Para evitar estes problemas, o governo estabeleceu um período de transição no qual serão constituídos contratos iniciais entre geradores e compradores para substituir os atuais contratos de suprimento. Como os contratos iniciais tratarão apenas dos preços de geração, eles só poderão ser estabelecidos após a definição, por parte do governo, dos critérios de divisão da tarifa de suprimento em seus dois componentes: a tarifa de geração e a tarifa de transporte.

Os contratos iniciais terão, por um lado, a vantagem adicional de aumentar a rentabilidade dos ativos de geração a serem privatizados, pois os novos agentes privados terão um fluxo garantido de receitas durante a sua vigência. Por outro lado, terão a desvantagem de provocar o adiamento da possibilidade de maior concorrência no segmento de suprimento de energia, uma vez que a sua duração será de nove anos. Entretanto, após os primeiros cinco anos, a quantidade de energia estabelecida nestes contratos será reduzida anualmente em 25%, o que estimulará gradualmente a concorrência neste segmento.

Com o objetivo de estimular a competição na geração, o governo modificou os critérios de entrada no mercado, alterando os princípios de julgamento das propostas nas licitações para construção de novas plantas, que passará a ocorrer, preferencialmente, através do maior valor ofertado pela outorga da concessão e não mais pela menor tarifa do serviço prestado, como estabelecia a Lei das Concessões.⁸⁶ Embora estimule a entrada no setor e proporcione maior flexibilidade ao gerador, essa medida não deverá, a princípio, contribuir para a redução dos preços da energia gerada como ocorreria no caso da licitação pela menor tarifa.

85 O custo médio de suprimento pode ser definido como a média do custo da expansão da capacidade de geração e das centrais geradoras em operação. No caso inglês, o custo médio de suprimento reduziu-se porque as novas plantas a gás tinham custos de produção menores que o custo médio das plantas em operação. No caso brasileiro, a situação é diferente porque os melhores aproveitamentos hídricos já foram utilizados, e tanto os custos das novas gerações hidrelétricas quanto térmicas são mais caros.

86 Lei 8.987/95, regulamentada pela Lei 9.074/95.

6.3.2. Tarifas nos Segmentos de Transporte (Transmissão e Distribuição)

As tarifas nos segmentos de transporte, que permanecerão como monopólio legal, serão reguladas pelo critério *revenue-cap*, ainda não adotado no setor elétrico em outro país. Esse critério, uma variante do *price-cap*, baseia-se na receita permitida, estabelecida pelo regulador, para cada uma das empresas, incidindo sobre ela um fator de eficiência. Neste critério, a receita da firma é desagregada em seus diversos componentes, para os quais o regulador estabelece parâmetros, que formarão a receita permitida. O *revenue-cap* será aplicado após a definição, pela Aneel, dos valores iniciais das tarifas.

No caso do transporte da energia elétrica produzida atualmente, a eficácia da aplicação do *revenue-cap* depende, fundamentalmente, do valor inicial a ser definido para as tarifas, uma vez que estas deverão remunerar adequadamente os custos e os investimentos do segmento de transporte. Esse valor inicial, entretanto, não deve onerar o consumidor final com o repasse integral dos custos de suprimento (geração e transporte) previsto nos atuais contratos de concessão, devendo ser reduzida a elevada margem praticada pelas concessionárias de distribuição.⁸⁷

No caso do transporte da energia gerada por novos empreendimentos, a Portaria 459, de 10.11.97, do Dnaee, já estabeleceu tarifas de referência para os encargos de uso da rede e os custos de conexão, com base nas características das zonas geoeletricas em que se conectarem os geradores e os consumidores. Essa medida pretende dar maior transparência às tarifas de transporte da energia ao evitar cobranças discriminatórias, isto é, a aplicação de tarifas diferenciadas, entre os diferentes agentes, para o transporte na mesma rede. Procura-se, com isso, que o funcionamento do *grid* seja neutro no que diz respeito às práticas anti-competitivas dos proprietários das redes.

No caso da distribuição da energia para os consumidores cativos, os valores das tarifas iniciais vêm sendo definidos nos novos contratos de concessão, e o método tarifário adotado tem sido o *price-cap*. Nas futuras revisões das tarifas, que deverão ocorrer a partir de 2003, será introduzido, entretanto, o método *revenue-cap*, cuja formulação, tomando-se como exemplo o caso das receitas permitidas referentes aos serviços de distribuição para consumidores cativos, tem a seguinte equação [MME (1997)]:

$$DAR = DR + VAR + ENS + LOSS + RE + CAR - K$$

87 Ver nota de rodapé 78.

sendo:

DAR = receita permitida do serviço;

DR = componente fixada em função da quantidade de energia distribuída;

VAR = componente variável em função da quantidade de energia distribuída;

ENS = componente relacionada ao incentivo para a qualidade da energia fornecida;

$LOSS$ = componente relacionada ao incentivo para reduzir perdas elétricas;

RE = parcela alocada para a eletrificação rural na área de concessão;

CAR = parcela alocada para as novas conexões de consumidores cativos e para os consumidores livres que sejam conectados ao sistema da concessionária; e

K = fator de correção para desvios de projeções.

Sobre cada uma das parcelas da equação acima incidirá o fator E de estímulo à eficiência, definido pela Aneel, similar ao fator X do critério *price-cap*, que será multiplicado pelo fator de aumento do índice de preços acumulado no período considerado.⁸⁸

Como vantagem do método *revenue-cap* pode-se citar a maior liberdade que as concessionárias terão para alterar a estrutura tarifária, tendo em vista que o controle regulatório é sobre a receita total e não sobre o nível das tarifas. As empresas poderão variar as tarifas sempre que houver modificação nos custos, respeitadas certas salvaguardas definidas pelo regulador,⁸⁹ o que pode aumentar a eficiência alocativa.

Adicionalmente, como a fórmula de composição da receita permitida inclui parcelas de custo padrão e de preços de referên-

88 A título de exemplo, a expressão a seguir define o reajuste para o caso da parcela DR :

$$DR_1 = DR_0 * \frac{IGPM_2}{IGPM_{-14}} * E$$

sendo:

DR_1 = valor de DR reajustada;

DR_0 = valor de DR vigente antes do reajuste;

$IGPM_{-2}$ = valor do IGPM-FGV, referente ao 2º mês anterior à vigência do reajuste;

$IGPM_{-14}$ = valor do IGPM-FGV, referente ao 14º mês anterior à vigência do reajuste; e

E = fator de estímulo à eficiência.

89 A consultoria Coopers & Lybrand propôs o estabelecimento das seguintes salvaguardas: tarifas especiais com desconto para consumidores residenciais de baixa renda, tarifas com desconto para cooperativas de eletrificação rural e subsídios cruzados geográficos na área de concessão para equalizar as tarifas nas zonas urbanas e rurais.

cia, o regulador tem maior precisão na determinação de sistemas de incentivo para melhoria da eficiência da concessionária, particularmente em relação a itens relevantes, como, por exemplo, o custo de aquisição de energia, os níveis de perdas etc.

Além disso, o fator K de ajuste anual da receita contribui para reduzir as incertezas dos investidores ao permitir ao regulador ressarcir eventuais diferenças observadas entre a receita efetiva e a receita permitida. Esse fator pode, também, beneficiar os consumidores no período subsequente ao ajuste, no caso de o regulador reduzir o nível da receita permitida quando esta for superior à efetiva.

O método oferece, ainda, a oportunidade de comparações entre as empresas, semelhantes às preconizadas pela *yardstick competition*, uma vez que o regulador poderá considerar, no estabelecimento e na avaliação dos parâmetros da fórmula de composição da receita permitida, o desempenho de uma concessionária em relação ao de outras.

Como desvantagem do método *revenue-cap* pode-se apontar o aumento dos custos regulatórios com a necessidade de maior controle sobre diversos parâmetros das empresas. Além disso, como o método controla as receitas totais e não as tarifas, existe um maior risco de a concessionária praticar subsídios cruzados ao fazer uso da maior liberdade de diferenciação tarifária entre as diferentes classes de consumidores. Embora isso possa ocorrer respeitando-se a receita permitida, a manipulação de preços pode levar a empresa a obter, no período que antecede o ajuste, receita superior à *revenue-cap*.

7. Considerações Finais

A definição de um novo regime tarifário é fundamental para a consecução do programa de reformas do setor elétrico brasileiro. Os objetivos perseguidos – beneficiar os consumidores com o aumento da eficiência econômica através da introdução da concorrência e garantir a expansão do setor através de investimentos privados – só serão alcançados com uma política tarifária capaz de estimular a redução de custos e garantir a rentabilidade dos investidores, bem como a apropriação de parte dos ganhos de produtividade pelos consumidores.

A prática de tarifação do setor elétrico brasileiro foi marcada pela predominância do critério da taxa interna de retorno, que, além de suas deficiências intrínsecas, observadas também na experiência internacional, foi prejudicada sobremaneira pela utilização das tarifas no controle da inflação, pela falta de independência e autonomia do órgão regulador e pela adoção de

mecanismos regulatórios (remuneração garantida e equalização tarifária) que desestimularam o esforço de redução de custos por parte das concessionárias.

A experiência internacional demonstra que o processo de tarifação da indústria de eletricidade é uma tarefa complexa. Conforme discutido nas seções anteriores, as deficiências na aplicação dos mecanismos tradicionais de tarifação têm levado à introdução de inovações importantes nessa área, sem que exista, entretanto, um modelo “ótimo” que possa ser recomendado, independentemente das especificidades dos países.

Tendo em vista as características econômicas do setor elétrico – com elevados custos fixos, externalidades e especificidades de ativos (*sunk costs*) –, o regulador enfrenta um *trade-off* entre eficiência produtiva e eficiência alocativa, num contexto de informação assimétrica e de comportamento estratégico das firmas, que podem manipular informações para obter vantagens econômicas.

A tradição norte-americana de regulação de monopólios privados levou à disseminação do método tarifário pelo custo do serviço. Este critério, embora tenha a vantagem de se adequar com facilidade à noção de serviço público (razoabilidade e preços não-discriminatórios e geograficamente uniformes) e objetivar o controle de preços abusivos, mostrou-se incapaz de garantir a eficiência produtiva ao cobrir todos os custos, assegurar previamente uma taxa interna de retorno e depender, para sua eficácia, de elevados custos regulatórios, num contexto de grandes assimetrias de informação.

A falta de estímulo à redução de custos e o incentivo ao sobreinvestimento, decorrentes da aplicação do método de tarifação pela taxa interna de retorno, com conseqüente perda de eficiência econômica, levaram à busca de critérios complementares ou substitutos, tais como a utilização de princípios do custo marginal para a obtenção de maior eficiência econômica.

O critério tarifário com base nos princípios de custo marginal apresenta a vantagem de propiciar melhor eficiência alocativa e melhor aproveitamento da capacidade instalada, através do gerenciamento da demanda e da viabilização de mercados *spots* e nichos de competição no setor elétrico.

A presença de elevados custos fixos no setor, entretanto, tornou necessária a construção de sofisticados modelos tarifários, derivados do critério de tarifação pelo custo marginal, para distribuição desses custos fixos entre os consumidores, já que a remuneração exclusivamente pelo critério do custo marginal poderia trazer prejuízos às empresas. Contudo, esses modelos são também prejudicados pela complexidade do levantamento de

dados necessários para os seus desenvolvimentos e pela assimetria de informação, dificultando sua adoção no setor elétrico.

Um outro critério tarifário que vem sendo difundido é o *price-cap*, que foi introduzido no contexto de reforma do setor elétrico inglês. O *RPI – X* busca estimular a eficiência produtiva, visto que, devido ao preço previamente especificado, as firmas tendem a minimizar os custos para se apropriarem de lucros excedentes. Contudo, no caso inglês o regulador não conseguiu, até o momento, que estas reduções de custos fossem repassadas, de forma significativa, para os consumidores.

Um outro aspecto importante relacionado à experiência inglesa de aplicação do *price-cap* é que não se confirmou o esperado *trade-off* entre regulação e concorrência. Na prática, tem sido observado um aumento significativo do aparato e da complexidade regulatória. De fato, o escopo e a rigidez regulatória foram ampliados com a introdução de mecanismos de auferição da qualidade do serviço, de critérios para estimativa de custos de capital e de contabilização de ativos, do detalhamento dos preços regulados e da flexibilização dos intervalos regulatórios para incentivar o investimento.

Independentemente do critério tarifário adotado, a experiência internacional mostra a importância da utilização de mecanismos complementares, tais como *lags* regulatórios, *yardstick competition* e licitações pelo preço do serviço, para compor um regime tarifário que atenda aos objetivos de promoção da eficiência econômica e do bem-estar social aos consumidores.

No caso brasileiro, a definição da regulação tarifária deve estar atenta à possibilidade de adoção desses mecanismos, tendo em vista as diferenças entre os diversos segmentos da indústria elétrica e entre as regiões do país.

Por exemplo, o governo brasileiro vem implementando critérios tarifários distintos para as atividades que deverão se tornar competitivas e para aquelas que permanecerão como monopólios naturais.

No segmento competitivo de geração, o regime tarifário será baseado no custo marginal, devendo ser implementado de duas formas: a primeira procura incentivar a constituição de um mercado *spot*, que sinalizará os custos marginais de curto prazo da energia, para os agentes participantes do mercado desregulado; e a segunda objetiva reduzir as incertezas das oscilações do preço da energia no curto prazo, através da constituição de contratos bilaterais, em substituição aos atuais contratos de suprimento, que sinalizarão os custos marginais de longo prazo.

No segmento de transporte (transmissão e distribuição), que permanecerá sob monopólio legal, deverá ser adotado, após a definição dos novos valores das tarifas, o critério tarifário

revenue-cap, cuja eficácia, entretanto, depende, em especial, da definição do valor inicial das tarifas de transporte da energia elétrica produzida atualmente, que deve remunerar adequadamente os custos e os investimentos de transporte. Este valor, contudo, depende da divisão da tarifa de suprimento que deve ocorrer sem onerar o consumidor final. Isto resultará, obrigatoriamente, na redução da elevada margem das distribuidoras, o que exigirá a revisão dos contratos de concessão, os quais garantem, atualmente, o repasse integral, para os consumidores, dos custos de suprimento (geração e transporte).

No que se refere às diferentes regiões do país, a existência de grupos de concessionárias de distribuição com custos similares devido a aspectos regionais semelhantes (disponibilidade de recursos hídricos, características de mercado etc.) sugere que a adoção do mecanismo tarifário complementar *benchmark regulation* poderia ser útil ao caso brasileiro. Através deste critério, as empresas seriam classificadas em grupos mais homogêneos, e o regulador incentivaria a busca da eficiência econômica com o estabelecimento de parâmetros (tarifas e custos) das “firmas sombras”.

Entretanto, o modelo de regulação incentivada, composto pela combinação da *revenue-cap* com a *benchmark regulation*, não assegura, por si só, o aumento da qualidade dos serviços. Para que isto ocorra, o regulador deve adotar outros mecanismos complementares de estímulo às concessionárias, através de recompensas e/ou punições por atingimento de metas (como ilustrado pelo caso inglês), que poderiam incluir, entre outras coisas, padrões de qualidade e universalização do atendimento. Cabe registrar, contudo, que o sucesso da regulação tarifária depende, fundamentalmente, da independência e autonomia do órgão regulador.

Referências Bibliográficas

- ALQUERES, J. L. O suprimento e as tarifas de energia elétrica: uma reabertura à iniciativa privada. In: *Tarifas públicas e preços*. São Paulo: Fiesp/Ciesp, 1993.
- ANDRADE, T. A. Privatização e regulação das tarifas das empresas prestadoras de serviços públicos. In: *A economia brasileira em perspectiva*. Rio de Janeiro: Ipea, 1996, v. 2.
- ARAÚJO, J., BESNOSIK, R. *Regulation, institutional structure and the performance of the Brazilian electricity sector*. Rio de Janeiro: Coppe/UFRJ, 1993.
- ARMSTRONG, M., COWAN, S., VICKERS, J. *Regulatory reform: economic analysis and British experience*. Cambridge: MIT Press, 1994.

-
- AVERCH, H., JOHNSON, L. Behaviour of the firm under regulatory constraint. *American Economic Review*, v. 52, 1962.
- BEESELEY, M., LITTLECHILD, S. The regulation of privatized monopolies in the UK. *Rand Journal of Economics*, v. 20, p. 454-472, 1989.
- BITU, R., BORN, P. *Tarifas de energia elétrica, aspectos conceituais e metodológicos*. MM Editora, 1993.
- BRAEUTIGAM, R., PANZAR, J. Effects of the change from rate-of-the-return to price-cap regulation. *American Economic Review*, May 1993.
- BREYER, S. *Regulation and its reform*. Harvard University Press, 1982.
- BRUNETTI, J., GUERRA, S. *Limites da política tarifária na reforma do setor elétrico brasileiro*. Trabalho apresentado no VII Congresso Brasileiro de Energia, 1996.
- COOPERS & LYBRAND. *Relatório Consolidado Etapa IV-1, Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*. Jun. 1997.
- DIAS, D., RODRIGUES, A. A tarifação da energia elétrica em ambiente econômico desregulado e competitivo: alguns princípios e reflexões. *Pesquisa e Planejamento Econômico*, Rio de Janeiro, abr. 1996.
- DOUGLAS, J. Buying and selling power in the age of competition. *EPRI Journal*, June 1994.
- ELETROBRÁS. *Legislação básica da recuperação e modernização do setor de energia elétrica*. Maio 1993.
- _____. *Boletim Tarifário, n. 003/95, ano VII*, 1995.
- _____. *Plano Decenal de Expansão 1997/2006*. GCPS, dez. 1996.
- JOSKOW, P., SCHMALENSEE, R. Incentive regulation for electric utilities. *Yale Journal on Regulation*, v. 4, p. 1-49, 1986.
- LAFFONT, J., TIROLE, J. *A theory of incentives in procurement and regulation*. Cambridge: MIT Press, 1993.
- LIMA, J. L. *Políticas de governo e desenvolvimento do setor de energia elétrica: do Código de Águas à crise dos anos 80 (1934-1984)*. Ed. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1995.
- LITTLECHILD, S. *Regulation of British telecommunications profitability*. London: HMSO, 1983.

-
- MACKERRON, G. *Transparências de palestra realizada no BNDES*. Rio de Janeiro, ago. 1997.
- MME (Ministério de Minas e Energia). *Projeto RE-SEB – documentos contratuais e regulamentares*. Versão preliminar, dez. 1997, mimeo.
- MUNASINGHE, M., WARFORD, J. *Electricity pricing*. Baltimore: The John Hopkins University Press, 1982.
- OLIVEIRA, A., PIRES, J. C. *Setor elétrico brasileiro: diagnóstico e perspectivas*. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1994, mimeo.
- PICCININI, M. S. Conservação de energia na indústria: as políticas adotadas na época da crise energética. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 1, n. 2, p. 153-182, dez. 1994.
- PIRES, J. C. *Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto de rupturas de paradigmas tecno-econômicos: do pós-guerra aos anos recentes*. Rio de Janeiro: FEA/UFF, 1993 (Tese de Mestrado).
- POSSAS, M., PONDÉ, J., FAGUNDES, J. Regulação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil: elementos para um quadro conceitual. In: *Infra-estrutura: perspectivas de reorganização*. Rio de Janeiro: Ipea, 1997.
- REES, R., VICKERS, J. RPI-X price-cap regulation. In: BISHOP, M., KAY, J., MAYER, C. (orgs.). *The regulatory challenge*. Oxford University Press, 1995.
- RESENDE, E., ALQUERES, J. L. Panorama do setor de energia elétrica e da sua nova legislação. *Revista Brasileira de Energia*, v. 3, n. 1, 1993.
- SHLEIFER, A. A theory of yardstick competition. *Rand Journal of Economics*, v. 16, p. 319-327, 1985.
- SILVA, D. *Reforma do setor elétrico*. Dnaee/Eletrobrás/Copel, 1996.
- SURREY, J. *The British electricity experiment*. London: Earthscan, 1996.
- VISCUSI, W., VERNON, J., HARRINGTON JR., J. *Economics of regulation and antitrust*. Cambridge: MIT Press, 1995.
- WEYMAN-JONES, T. Problems of yardstick regulation in electricity distribution. In: BISHOP, M., KAY, J., MAYER, C. (orgs.). *The regulatory challenge*. Oxford University Press, 1995.

TEXTOS PARA DISCUSSÃO do BNDES

- 43 PRIVATIZAÇÃO NA INDÚSTRIA DE TELECOMUNICAÇÕES: ANTECEDENTES E LIÇÕES PARA O CASO BRASILEIRO – Florinda Antelo Pastoriza – julho/96
 - 44 ESTIMATIVAS DO PRODUTO POTENCIAL, RELAÇÃO CAPITAL/PRODUTO E DEPRECIAÇÃO DO ESTOQUE DE CAPITAL – José Carlos Carvalho – julho/96
 - 45 ABERTURA COMERCIAL E REESTRUTURAÇÃO INDUSTRIAL NO BRASIL: DEVE O ESTADO INTERVIR? – Paulo Guilherme Correa – julho/96
 - 46 ABERTURA COMERCIAL E FINANCEIRA NO MÉXICO NOS ANOS 80 E 90: PRINCIPAIS RESULTADOS – Ana Cláudia Duarte de Além – julho/96
 - 47 A APOSENTADORIA POR TEMPO DE SERVIÇO NO BRASIL: ESTIMATIVA DO SUBSÍDIO RECEBIDO PELOS SEUS BENEFICIÁRIOS – Fabio Giambiagi, Ana Cláudia Duarte de Além e Florinda Pastoriza – agosto/96
 - 48 EMPREGO E CRESCIMENTO ECONÔMICO: UMA CONTRADIÇÃO? – Sheila Najberg e Solange Paiva Vieira – setembro/96
 - 49 ABERTURA COMERCIAL E INDÚSTRIA: O QUE SE PODE ESPERAR E O QUE SE VEM OBTENDO – Maurício Mesquita Moreira e Paulo Guilherme Correa – outubro/96
 - 50 ALTERNATIVAS DE REFORMA DA PREVIDÊNCIA SOCIAL: UMA PROPOSTA – Fabio Giambiagi, Francisco Eduardo Barreto de Oliveira e Kaizô Iwakami Beltrão – outubro/96
 - 51 DO GATT À OMC: O QUE MUDOU, COMO FUNCIONA E PARA ONDE CAMINHA O SISTEMA MULTILATERAL DE COMÉRCIO – Elba Cristina Lima Rêgo – outubro/96
 - 52 MODELO DE CONSISTÊNCIA MACROECONÔMICA – Fabio Giambiagi e Florinda Pastoriza – janeiro/97
 - 53 NECESSIDADES DE FINANCIAMENTO DO SETOR PÚBLICO: BASES PARA A DISCUSSÃO DO AJUSTE FISCAL NO BRASIL – 1991/96 – Fabio Giambiagi – março/97
 - 54 A ECONOMIA POLÍTICA DAS POLÍTICAS PÚBLICAS: FATORES QUE FAVORECERAM AS PRIVATIZAÇÕES NO PERÍODO 1985/94 – Licínio Velasco Jr. – abril/97
 - 55 A ECONOMIA POLÍTICA DAS POLÍTICAS PÚBLICAS: AS PRIVATIZAÇÕES E A REFORMA DO ESTADO – Licínio Velasco Jr. – maio/97
 - 56 CENÁRIO MACROECONÔMICO: 1997/2002 – Ana Cláudia Duarte de Além, Fabio Giambiagi e Florinda Pastoriza – maio/97
 - 57 A DESPESA PREVIDENCIÁRIA NO BRASIL: EVOLUÇÃO, DIAGNÓSTICO E PERSPECTIVAS – Fabio Giambiagi e Ana Cláudia Duarte de Além – maio/97
 - 58 UMA MATRIZ DE CONTABILIDADE SOCIAL ATUALIZADA PARA O BRASIL – Sandro C. de Andrade e Sheila Najberg – julho/97
 - 59 ABERTURA COMERCIAL: CRIANDO OU EXPORTANDO EMPREGOS – Maurício Mesquita Moreira e Sheila Najberg – outubro/97
 - 60 AUMENTO DO INVESTIMENTO: O DESAFIO DE ELEVAR A POUPANÇA PRIVADA NO BRASIL – Ana Cláudia Além e Fabio Giambiagi – dezembro/97
 - 61 A CONDIÇÃO DE ESTABILIDADE DA RELAÇÃO PASSIVO LÍQUIDO AMPLIADO/PIB: CÁLCULO DO REQUISITO DE AUMENTO DAS EXPORTAÇÕES NO BRASIL – Fabio Giambiagi – dezembro/97
 - 62 BNDES: PAPEL, DESEMPENHO E DESAFIOS PARA O FUTURO – Ana Cláudia Além – dezembro/97
 - 63 O INVESTIMENTO EM INFRA-ESTRUTURA E A RETOMADA DO CRESCIMENTO ECONÔMICO SUSTENTADO – Francisco José Zagari Rigolon e Maurício Serrão Piccinini – dezembro/97
-

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

Av. República do Chile, 100
CEP 20139-900 – Rio de Janeiro – RJ
Telex: (21)34110/21857 – Tel.: (021) 277-7447
Fax: (021) 220-2615

FINAME – Agência Especial de Financiamento Industrial

Av. República do Chile, 100 – 17º andar
CEP 20139-900 – Rio de Janeiro – RJ
Telex: (21)34110/21857 – Tel.: (021) 277-7447
Fax: (021) 220-7909

BNDESPAR – BNDES Participações S.A.

Av. República do Chile, 100 – 20º andar
CEP 20139-900 – Rio de Janeiro – RJ
Telex: (21)34110/21857 – Tel.: (021) 277-7447
Fax: (021) 220-5874

Escritórios**Brasília**

Setor Bancário Sul – Quadra 1 – Bloco E
Ed. BNDES – 13º andar
CEP 70076-900 – Brasília – DF
Telex: (61) 1190 – Tel.: (061) 223-3636
Fax: (061) 225-5179

São Paulo

Av. Paulista, 460 – 13º andar
CEP 01310-904 – São Paulo – SP
Telex: (11) 35568 – Tel.: (011) 251-5055
Fax: (011) 251-5917

Recife

Rua Antonio Lumack do Monte, 96 – 6º andar
Ed. Empresarial Center II
CEP 51020-350 – Recife – PE
Tel.: (081) 465-7222
Fax: (081) 465-7861

Belém

Av. Presidente Vargas, 800/1007
CEP 66017-000 – Belém – PA
Tel.: (091) 216-3540
Fax: (091) 222-1965

BBS/BNDES

277-6868

Internet

<http://www.bndes.gov.br>
