

Fundação Instituto de
Pesquisas Econômicas

*ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA
ABRADEE*

**O PAPEL DO FATOR X NA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS E A
CONCILIAÇÃO COM A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO ECONÔMICO-
FINANCEIRO**

**Equipe Técnica
Francisco Anuatti Neto
Eli Roberto Pelin
Cláudia Peano**

JANEIRO/ 2004

São Paulo

ÍNDICE

1	Introdução.....	1
2	Regulação por Incentivos e o EEF	2
2.1	As intervenções tarifárias e o conceito de EEF	3
2.2	A Empresa de Referência	5
3	O Método do fluxo de Caixa Descontado e o EEF.....	10
3.1	A ocorrência de eventos extraordinários no período tarifário	12
3.2	Inflação	16
4	O cálculo do fator x	18
4.1	Xe.....	19
4.1.1	O Modelo de Projeção do FCD	21
4.1.2	Recálculo do Fator Xe	24
4.2	Xc.....	26
4.2.1	Experiência Internacional	27
4.2.2	Coerência Interna do Xc	33
4.3	Xa.....	40
4.3.1	Escolha de Indexadores em Regime de <i>Price Cap</i>	43
4.3.2	O IGP-M como indexador contratual	46
4.3.3	O Xa como mecanismos para corrigir as distorções do IGP-M	48
5	Transparência, coerência e consistência do fator x	50
5.1.1	É possível, com base nas informações oferecidas, reproduzir os passos do regulador na determinação do Fator X?	51
5.1.2	O cálculo de Fator X é coerente com os métodos empregados na definição das tarifas no reposicionamento tarifário?.....	52
5.1.3	Os métodos empregados na determinação no Fator X poderão ser mantidos para os futuros períodos revisórios.	54

1 INTRODUÇÃO

O presente estudo avalia os métodos e técnicas empregados no cálculo do Fator X conforme proposto na Nota Técnica No. 214/2003-SRE/ANEEL. O estudo parte da premissa que o processo de regulação tarifária da distribuição de eletricidade é um processo de governança de um contrato de longo prazo em que as intervenções tarifárias têm por objetivos garantir a continuidade na prestação dos serviços de qualidade adequada e promover a modicidade da tarifa em benefício dos consumidores, preservando o “Equilíbrio Econômico-Financeiro” (EEF) do contrato.

Esse processo de governança deve se pautar pela transparência, coerência e consistência das metodologias empregadas nas intervenções tarifárias. Para que o processo de governança seja dotado dessas características requer-se:

- **Transparência:** a existência e o cumprimento de ritos formais para a devida legalidade dos processos, mas principalmente o oferecimento, às partes interessadas e aos agentes independentes, da possibilidade de se reproduzir o processo decisório e os resultados do regulador;
- **Coerência:** que os métodos empregados em cada intervenção tarifária e na regulação dos outros aspectos do contrato de concessão sejam compatíveis entre si;
- **Consistência:** que os métodos empregados e as regras regulatórias possam ser mantidos ao longo da vida do contrato, com poucas alterações e adaptações às circunstâncias exógenas a ele, e que as mudanças necessárias ocorram com previsibilidade.

Essas são características de um processo de governança contratual que minimiza o risco regulatório, e devem ser aplicadas com especial atenção às intervenções tarifárias.

Entende-se por intervenção tarifária os processos de reajustes anuais, revisões periódicas e revisões extraordinárias. Acredita-se que para manter as condições de transparência, coerência e consistência seja necessário empregar um critério único de EEF de longo prazo em todas intervenções tarifárias.

Defende-se que esse critério seja o Valor Presente Líquido Unitário, calculado pelo Método do Fluxo de Caixa Descontado. Esse é um critério robusto o suficiente para lidar com as condições a que as concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras estão efetivamente sujeitas, sendo compatível com circunstâncias tais como diferentes taxas de crescimento, universalização dos serviços e instabilidade cambial.

Uma vez explicitados esses pressupostos, cabe discutir brevemente, na próxima seção, os princípios da regulação por incentivos e o contexto da assimetria de informação. Antes de iniciar a análise da Nota Técnica No. 214/2003-SRE/ANEEL, ainda na segunda seção, é feito um breve retrospecto dos elementos metodológicos empregados nas revisões periódicas. A terceira seção discute o conceito de EEF que se acredita seja peça fundamental para compatibilizar as intervenções tarifárias. A quarta seção será destinada a discutir os componentes do Fator X, ou seja, X_e , X_c e o X_a . A quinta seção faz a avaliação dos pontos críticos identificados sob três critérios de mitigação do risco regulatório identificados, isto é, transparência, coerência e consistência. A sexta e última seção traz as considerações finais.

2 REGULAÇÃO POR INCENTIVOS E O EEF

Processos de governança contratual em negócios de longo prazo estão presentes nas relações entre contratantes privados e nas relações entre entes públicos e agentes privados. A governança dos contratos decorre da necessidade de se completar as circunstâncias que não podem ser totalmente antecipadas em um contrato, e da necessidade de preservar os

interesses das partes envolvidas.

No marco regulatório vigente as atribuições e direitos do poder concedente, do regulador e dos concessionários de distribuição de eletricidade estão claramente definidos no sistema legal e nos próprios contratos. Essa clara distribuição de direitos e deveres em si não é garantia de que haja uma governança que facilite o desenvolvimento dos interesses de ambas as partes. Um aspecto importante desse processo é adoção de critérios técnicos que estabeleçam o entendimento preciso dos conceitos amplos que regulam os contratos de concessão.

2.1 As intervenções tarifárias e o conceito de EEF

As intervenções tarifárias devem ser regidas pela busca da eficiência econômica, da continuidade da prestação do serviço (nas quantidades e qualidades requeridas), e da modicidade tarifária em benefício do consumidor. Esses objetivos estão sujeitos à restrição de que a saúde econômica e financeira da concessionária não seja irremediavelmente comprometida, isto é, que seja mantido seu *EEF de longo prazo*. A necessária parcimônia entre os objetivos e a restrição só poderá ser exercida se o regulador dispuser de critérios analíticos que possibilitem avaliar os efeitos das intervenções tarifárias e não tarifárias sobre o referido equilíbrio.

Conciliar os objetivos de busca de modicidade tarifária e de manutenção de EEF torna-se possível por meio da adequada utilização das intervenções tarifárias. A revisão periódica constitui-se num poderoso mecanismo de **indução à busca de eficiência** caso os ganhos de eficiência, entendidos simplesmente como redução de custos unitários obtidos dentro de um período revisório, possam ser apropriados pela empresa antes que sejam transferidos, no todo ou em parte, aos consumidores através da redução nas tarifas.

A principal qualidade desse mecanismo, uma vez definidos os padrões socialmente desejáveis de qualidade do serviço, é compatibilizar os objetivos da empresa com a busca

de eficiência na prestação do serviço. Quanto maiores os ganhos esperados, maiores os incentivos à busca de eficiência.

O horizonte em que esses ganhos poderão ser acumulados é definido contratualmente, sendo que, quanto menor o período revisório, menores serão os ganhos esperados e, conseqüentemente, menores os incentivos à busca de eficiências.

Quanto aos meios para compartilhar os ganhos realizados num período revisório com os consumidores, os contratos de concessão de distribuição de eletricidade definem dois instrumentos. O primeiro deles é o reposicionamento tarifário e o segundo é o Fator X. Pelo reposicionamento, parte ou todo o ganho de eficiência auferido no período revisório anterior é transferido para o consumidor por meio da redução de tarifas.

O papel do Fator X, aplicado por ocasião do reajuste tarifário anual a partir do segundo período revisório, pode ter dois objetivos distintos. Caso os ganhos de eficiência obtidos no período revisório anterior não tenham sido integralmente repassados por meio da reposição tarifária, o objetivo do Fator X será o de fazê-lo anualmente, ao longo do próximo período revisório. Caso o reposicionamento tarifário tenha repassado integralmente os ganhos de eficiência, o objetivo do Fator X passa a ser o de requerer um esforço mínimo na busca de eficiência durante o próximo período. Nesse caso, mais do que repartir ganhos realizados, o papel do Fator X é induzir um desempenho mínimo, nos moldes do que se convencionou chamar de *yardstick competition*.

A definição do Fator X é uma das atribuições do regulador em que o exercício da discricionariedade pode se manifestar com grande latitude. Essa discricionariedade pode ser exercida tendo-se em mente a presença de informações assimétricas e a busca de revelação de informação.

A revelação de informação é de fato um processo de aprendizado, em que os custos efetivos e o potencial de ganhos de eficiência que uma empresa regulada pode obter manifestam-se

ao longo das sucessivas intervenções tarifárias, sendo as revisões periódicas o momento em que regulador e o regulado confrontam o desempenho alcançado com aquele previsto.

Embora a ênfase seja dada à assimetria de informação entre regulador e regulado, é razoável admitir que também o regulado tenha informação incompleta sobre o próprio potencial de eficiências a realizar.

A informação revelada no período regulatório transcorrido será importante não apenas para definir a modicidade tarifária, os compromissos e incrementos de desempenho a serem alcançados no próximo período, mas também para se **aprender** sobre as características do regulado e sobre o próprio processo regulatório.

As oportunidades de aprendizado com o processo serão maiores se ele puder contar com estabilidade e transparência das regras e métodos empregados nas intervenções tarifárias. A evolução e aprendizado contribuirão para a diminuição do risco regulatório.

Assim, os elementos metodológicos adotados no processo devem ser sólidos o suficiente para permitir o aprendizado dos participantes do processo regulatório, minimizando o componente discricionário inerente à regulação, ao mesmo tempo em que se preserva o papel do regulador na formulação dos necessários julgamentos específicos.

A transparência, coerência e consistência no uso das metodologias propostas é que permitirão que as adaptações necessárias sejam vistas como parte do aprendizado e não como casuísmo do regulador.

2.2 A Empresa de Referência

Desde sua criação a ANEEL tem procurado cumprir seu papel no desenvolvimento da governança do processo regulatório, e especificamente no que diz respeito às intervenções tarifárias e, em particular, no processo de revisão ordinária, amparando suas decisões em notas técnicas de natureza metodológica e procurando explicitar algumas resoluções

normativas sobre o tema. Como predecessores do atual processo, a Audiência Pública ANEEL no. 023/2002, há que se destacar as notas técnicas e resoluções emitidas por ocasião das duas revisões periódicas da ESCELSA e o processo de discussão conduzido no âmbito da Audiência Pública no. 03/2000, com particular ênfase à Nota Técnica nº 025/2000-SRE/ANEEL de 08/09/2000, a qual sistematizou parte da experiência anterior e apontou para alguns dos elementos essenciais do processo atual.

Desde a primeira revisão da ESCELSA até o processo atual, excluída a Nota Técnica em análise, o processo de revisão periódica foi mantido sob um mesmo quadro conceitual econômico e financeiro, cujos principais elementos de cálculo podem ser resumidos abaixo:

- a tarifa a ser determinada deve garantir a **“receita requerida”** para fazer frente aos custos de um **Ano-Teste**;
- os **“custos razoáveis”** com operação e manutenção serão reconhecidos pela ANEEL para o referido Ano-Teste;
- a ANEEL delimita os ativos em serviço e reconhece os **“investimentos prudentes”** de capital para o Ano-Teste, determinando a **Base de Remuneração**;
- por fim, a ANEEL determina a **“taxa de retorno adequada”** a ser aplicada à base de remuneração.

Como resultado dos componentes acima, comparando-se a receita requerida com a receita verificada determina-se o índice de reposicionamento tarifário. A nova tarifa expressa uma situação de EEF que deverá prevalecer para o novo período tarifário, e esse equilíbrio deverá ser compatível com o Fator X a ser praticado a cada ano por ocasião do reajuste tarifário. Essa é a idéia geral que se encontra presente na legislação e nos contratos de concessão de distribuição, sendo papel do regulador elucidar suas formas específicas de cálculo.

As formas específicas de apuração de cada um desses elementos foram bastante aclaradas a partir da Audiência Pública ANEEL no. 023/2002. Os critérios empregados para determinação da taxa de retorno adequada são talvez o ponto menos polêmico entre as metodologias adotadas.

Para a definição da Base de Remuneração foi empregado o critério de Valor Novo de Reposição (VNR). A utilização desse critério é defensável no sentido que busca revelar o custo de oportunidade do capital empregado e não se atém aos registros de valores contábeis dos ativos. A preocupação não é tanto com o critério, mas com a sua implementação, uma vez que a metodologia não é apenas estranha à prática das empresas do setor, como também é pouco difundida entre as empresas brasileiras de outros setores. Até que ponto as avaliações processadas por esse critério se mostrarão compatíveis com avaliações das empresas realizadas por outras práticas de mercado? É um ponto ainda é incerto.

A inovação mais polêmica é aquela adotada na definição dos custos operacionais, por meio da introdução da Empresa de Referência. Além de sua importância na definição dos custos operacionais propriamente ditos, o modelo de Empresa de Referência tem repercussão nas metodologias empregadas na determinação dos componentes X_e e X_a do Fator X. A introdução dessa abordagem merece comentários mais detalhados.

A Empresa de Referência é uma forma específica entre as diversas formas de regulação por comparação, ou *Benchmarking*, encontradas nas experiências internacionais de regulação por incentivos. A Empresa de Referência têm como precursora a experiência do Chile, em que uma empresa modelo teórica foi concebida para representar uma empresa em condições de funcionamento eficiente e servir de referência a empresas reais no processo regulatório.

Essa abordagem tem como virtude tornar o regulador menos dependente das informações de custo fornecidas pelas próprias distribuidoras. Sua principal fraqueza está exatamente no modelo teórico de firma eficiente. Não existe uma metodologia consagrada na construção

de firmas eficientes, sendo possível empregar pelo menos duas abordagens distintas.

A primeira abordagem é a construção da firma ideal concebida por meio de engenharia. Esse processo é baseado em julgamentos das melhores práticas e tecnologias apropriadas, requer investimentos numa engenharia de projetos e a adaptação dos mesmos às condições das distribuidoras.

Essa firma ideal tem caráter prescritivo e sua credibilidade depende de dois fatores: a) da qualidade técnica dos seus proponentes; e b) da transparência de seus principais coeficientes técnicos. Se o regulador mantém a firma ideal como informação privada ele estará invertendo o problema da assimetria de informação.

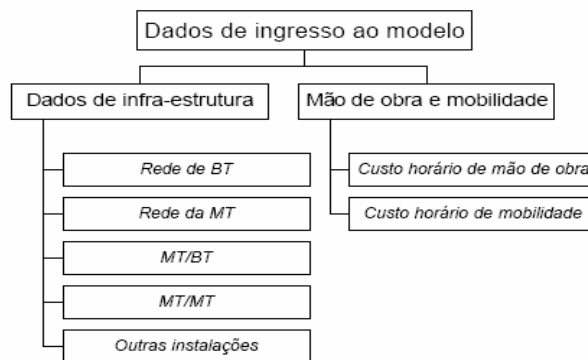
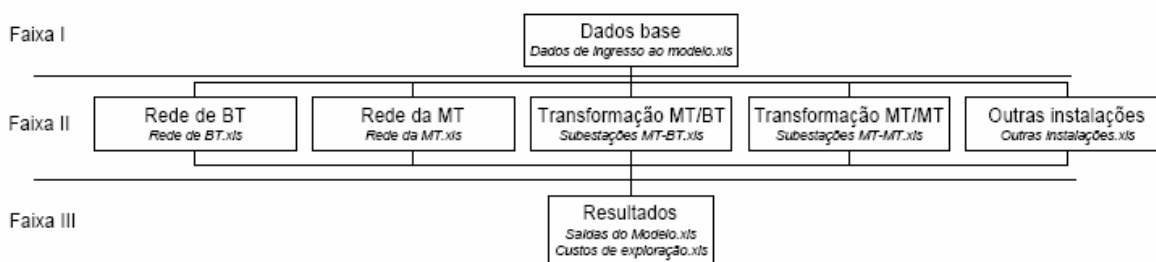
A segunda abordagem é a construção das referências de desempenho por comparação com as empresas existentes. É possível empregar referências em relação a uma fronteira eficiente ou a um padrão médio de desempenho.

Para a construção de uma fronteira eficiente é possível empregar uma série de técnicas estatísticas e de programação linear. Pode-se destacar o uso da Análise de Fronteira de Produção Estocástica e da conhecida técnica de programação linear DEA ou Análise de Envoltória de Dados. Cada método tem sua conveniência e suas restrições, mas os resultados de ambas costumam ser bastante sensíveis à especificação dos modelos, requerendo acumulação de estudos e algum julgamento do regulador para implementar sua aplicação na prática.

A explicação da Metodologia de Empresa de Referência é fornecida no Anexo I das Notas Técnicas de Revisão Periódica das distribuidoras. No que diz respeito à primeira virtude da metodologia da Empresa de Referência, isto é, oferecer ao regulador uma fonte independente para apuração de custos, parece que a metodologia apresentada pela ANEEL é bastante satisfatória.

Há uma explanação bastante detalhada de como são obtidas as informações de salários,

custos de transportes, aluguéis etc. Por mais que permaneçam imprecisões na medição desses custos em relação aos que uma distribuidora possa efetivamente enfrentar em sua região, os eventuais erros de medição não parecem comprometer o uso satisfatório da abordagem.



O aspecto que pode comprometer a credibilidade do uso da Empresa de Referência no processo revisório é a ausência de uma explicação sobre a forma como foram obtidos os parâmetros implícitos na definição de custos eficientes em vários processos. Apenas a título de exemplo pode-se mencionar alguns parâmetros empregados como eficientes sem que exista uma justificativa para a escolha: a) proporção de empregados de apoio técnico à alta administração; b) distribuição de diretorias e gerencias regionais ; c) produtividade média do serviço de leitura; d) tamanho típico dos escritórios regionais; e) relação funcionário por

metro quadrado de escritório; etc.

Para esses parâmetros, assim como para uma série de outros, não fica claro se a ANEEL aceita os coeficientes existentes na empresa e apenas ajusta para o custeio-padrão definido, ou se são adotados coeficientes-padrão definidos por uma empresa eficiente não especificada.

Como a Empresa de Referência define os custos operacionais empregados na revisão ordinária, e seus coeficientes são empregados na determinação dos componentes Xe e Xa, a Empresa de Referência é determinante não apenas na determinação do EEF resultante do reposicionamento tarifário, mas também condicionará sua trajetória durante o período revisório.

Não havendo uma metodologia explícita para determinação dos critérios de eficiência empregados a ANEEL corre o risco de comprometer o processo de aprendizado regulatório. Ao invés de lidar adequadamente com a assimetria de informação, acabará por introduzir um ruído no processo.

Há que se frisar que em seu papel de fiscal a ANEEL dispõe de competência para não reconhecer custos incorridos pelas concessionárias. Se ao adotar a Empresa de Referência isto significar a substituição do controle de custos incorridos por um incentivo à adoção de custeio eficiente, seria fundamental que as empresas reguladas conhecessem tal padrão.

3 O MÉTODO DO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO E O EEF

As intervenções regulatórias podem ter como consequência direta *a variação no valor da empresa*. Sendo os investimentos no setor elétrico tipicamente negócios de longa maturação, cabe ao regulador ter clareza dos efeitos que suas decisões e ações têm como indutoras do comportamento de investidores, concessionários e usuários de eletricidade.

Suas decisões devem estar fortemente embasadas em avaliações das conseqüências futuras, orientadas para os impactos futuros nos *fluxos de caixa* das concessionárias. Acionistas e emprestadores monitoram o *valor de uma empresa* exatamente pela avaliação Fluxo de Caixa Descontado de um negócio. Foi esse o método empregado na avaliação das distribuidoras privatizadas, tanto pelos licitantes privados para balizar suas ofertas nos leilões públicos, como pelo próprio Poder Concedente na avaliação do preço mínimo de outorga.

A experiência recente revela que o método do fluxo de caixa descontado, tendo o valor presente líquido como critério, é o método que o mercado privado nacional e internacional entende ser o mais adequado à valoração de qualquer empreendimento ou negócio. Nesse sentido, a adoção do Método do Fluxo de Caixa Descontado pode constituir-se em importante avanço da governança regulatória.

A adoção dessa abordagem na regulação tarifária poderá contribuir também para a mitigação do risco regulatório, uma vez que se alcance um claro entendimento das hipóteses, premissas e parâmetros adotados na determinação das projeções de fluxos futuros, balizando as intervenções tarifárias por um conceito de EEF de longo prazo que encontra correspondência com a forma como investidores e financiadores avaliam o “valor da empresa”.

Uma vez definidas as condições de aplicação do método do fluxo de caixa descontado, tanto as ações do regulador, de outras entidades de governo, como a ocorrência de eventos não previstos nas projeções iniciais poderão ter suas conseqüências sobre o valor da empresa devidamente avaliadas, delimitando inclusive as situações para exercício do direito de revisão extraordinária.

Esse objetivo é destacado na nota técnica: *“A ANEEL considera conveniente definir um tratamento regulatório para tais circunstâncias, que permita avaliar de forma objetiva, seus efeitos na condição de EEF definida pelo reposicionamento tarifário e, quando for*

necessário, permitir o restabelecimento dessa condição.” (N.T. 214/2003-SRE/ANEEL, p.18)

Esta seção tem como objetivo avaliar a aplicação proposta do método do fluxo de caixa descontado para o acompanhamento do EEF. Duas situações são avaliadas, o tratamento dos eventos extraordinários e o tratamento da inflação entre reajustes, enquanto o papel do método na determinação do Fator X é discutido na próxima seção.

3.1 A ocorrência de eventos extraordinários no período tarifário

O item V.2 da Nota Técnica destaca as vantagens do método do FCD para “*contemplar os efeitos no EEF decorrentes de eventos extraordinários que impliquem investimentos ou despesas significativas da concessionária não previstas na revisão tarifária*”. (N.T. 214/2003-SRE/ANEEL, p.19)

O uso do método pode ser útil não apenas para lidar com eventos extraordinários, mas também para que se contemplem os eventos, investimentos e despesas que as distribuidoras tenham de incorrer no período e que não tenham sido adequadamente considerados na revisão periódica.

Essa qualificação é importante em função do tratamento regulatório das duas situações. Enquanto os custos decorrentes de eventos extraordinários encontram expressa previsão legal e amparo em dispositivos contratuais para efeitos de recomposição do EEF, aqueles investimentos e despesas que tipicamente estão sujeitos ao arbítrio do regulador têm tratamento regulatório diferenciado.

Embora caiba ao regulador acatar um pedido de re-equilíbrio decorrente de eventos extraordinários, o cumprimento desses dispositivos encontra amparo direto do judiciário. Já os eventos, investimentos e gastos do segundo grupo, muitas vezes decorrentes do próprio

mandato da agência, são endógenos ao processo regulatório e só encontram solução adequada na própria metodologia adotada no processo revisório. A ausência de regras e parâmetros explícitos para determinar as condições de início de uma revisão extraordinária eleva o risco regulatório. Um uso adequado e transparente da metodologia do FCD pode permitir a mitigação desse risco.

Exemplos de situações que não podem ser caracterizadas com extraordinárias podem ser associados aos investimentos requeridos por resoluções sobre de padrões de atendimento e qualidade. Por exemplo, os investimentos necessários ao atendimento do DEC/FEC referencial demandam horizontes de planejamento que extrapolam o horizonte empregado na elaboração do Ano-Teste. Além desse exemplo, tem-se o caso das revisões periódicas das empresas distribuidoras após abril 2003, quando a universalização dos serviços foi definida por resolução da ANEEL, sem que os investimentos não fossem cotemplados.

A aplicação do método do FCD ao contexto das empresas de distribuição de eletricidade pode trazer grandes benefícios ao processo regulatório se explicitamente combinando com a idéia de Planos de Negócios, em que os horizontes de investimentos sejam compatíveis com o estágio de maturidade dos mercados das empresas.

O Plano de Negócios se contrapõe à abordagem do Ano-Teste. Na construção de um Ano-Teste está implícita a idéia de que os contratos de concessão geram **um fluxo de caixa líquido perpétuo e anualmente constante** para a empresa. Em conseqüência, para analisar a empresa basta utilizar os dados econômico-financeiros de um ano típico¹. Esse método é mais adequado quando o negócio de distribuição de energia elétrica encontra-se numa

¹ Uma empresa é dita configurar uma perpetuidade desde o início quando seus fluxos futuros de caixa líquidos são constantes ou, pelo menos, quando variam à taxas constantes no tempo, logo a partir do segundo ano. Em outros termos, do ano dois em diante um ano é igual ao outro ou, na melhor das hipóteses, cresce à taxas constantes. No primeiro caso, o valor do negócio definido pelo seu Valor Presente Líquido, é igual ao valor do fluxo de caixa do primeiro ano mais o do segundo dividido pela taxa de desconto $[FC_0 + (FC_1/i)]$. No segundo caso, é igual ao valor do fluxo de caixa do primeiro ano mais o do segundo dividido pela diferença entre a taxa de desconto e a taxa de crescimento do valor dos fluxos $[FC_0 + (FC_1/i-g)]$. Em ambos os casos, é como se o fluxo completo de caixa da empresa fosse composto de apenas dois períodos.

situação estável.

Essa pressuposição é incompatível com o atual estágio do Setor Elétrico Brasileiro, em processo de reestruturação e mudança. Logo considerar um ano particular dessas empresas como “típico” pode levar a erros significativos.

Considerar como típico qualquer um dos próximos 4 ou 5 anos pode ser temerário. Ainda, se avaliados qualquer um dos 4 ou 5 anos em retrospecto, tornar-se-á claro que foram maus exemplos de estabilidade. Fica demasiado evidente que o Ano Teste é uma peça frágil na determinação de um EEF que se espera continue válido para o próximo período regulatório.

No método do fluxo de caixa descontado não há necessidade da escolha de um ano base ou ano teste, já que o fluxo de caixa pode contemplar todos os anos do período revisório anterior, do próximo período e do período remanescente da concessão.

O cálculo do valor de uma concessionária de distribuição, tratada como um negócio de longo prazo, pode ser efetuado como se procede a avaliação de qualquer empresa, para o qual os prognósticos de evolução dos serviços, das tarifas e dos custos podem ser ajustados a cada período de revisão periódica. No ambiente regulatório esse Plano de Negócios seria parte dos compromissos da empresa, ajustado para o horizonte do contrato, e detalhado com ênfase para o período regulatório subsequente².

Ao combinar Ano-Teste, com a devida aprovação prévia dos investimentos requeridos, Empresa de Referência para determinar os custos operacionais, Valor Novo de Referência para avaliação da base de remuneração, com o custo médio ponderado do capital, define-se um EEF de longo prazo que assume implicitamente a hipótese de maturidade das concessionárias de distribuição brasileiras.

Na metodologia adotada pela ANEEL não se encontra um Plano de Negócios detalhado e

² Um exemplo recente da adoção dessa metodologia foi oferecido pela Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo, por ocasião da revisão tarifária da COMGAS.

previamente pactuado para o período regulatório seguinte. Adota-se na verdade um plano de negócios da Empresa de Referência, em que o Ano-Teste é alterado por hipóteses de crescimento da demanda e de número de clientes estimados pelo regulador. Os parâmetros para determinar os investimentos necessários, ditos compatíveis com elevados padrões de qualidade, não são explicitados.

Nesse caso, informações cruciais para a determinação do EEF do período podem ser ignoradas, fazendo com que os fluxos de caixa projetados não encontrem correspondência com os custos e investimentos que tanto a empresa quanto o regulador sabem que terão de ser incorridos no período.

Embora o regulador admita a possibilidade e necessidade de ajustar os fluxos de caixa aos eventos não previstos, ele o faz por que deixou de incluí-los nos seus parâmetros e hipóteses de trabalho originais.

- Como justificar o uso de taxas de crescimento vegetativo para o número de clientes ao mesmo tempo em que a ANEEL regulamentava os compromissos de universalização que as empresas teriam de cumprir?
- Esses compromissos não poderiam ser adequadamente contemplados no modelo de Fluxo de Caixa adotado na revisão?
- A adoção coerente do método do FCD na determinação do Fator X, mantendo-se o EEF, requer a utilização de um Plano de Negócios para o próximo período regulatório.
- O Plano de Negócios deve ser resultado de um acordo em que estejam claros os compromissos impostos pelo regulador e certos objetivos empresariais sejam explicitados pelo concessionário.

Esse mecanismo daria maior transparência do que a adoção de um FCD que depende de

hipóteses e parâmetros definidos unilateralmente pelo regulador. Ao expor os objetivos empresariais e se comprometer com eles a concessionária é induzida à prudência, visto que, seu desdobramento durante o período contratual, torna-se um forte instrumento de revelação de informações.

3.2 Inflação

A adoção do método do FCD permitiu que fosse dado um tratamento correto ao efeito da inflação no período entre reajustes tarifários sobre o EEF. Pode ser considerado um grande avanço, cujas conseqüências poderão ser mais importantes para o processo regulatório que a própria correção das perdas causadas pela inflação. Para isso, será preciso que o regulador admita que o método empregado no reposicionamento sofre de severas limitações.

O EEF definido no reposicionamento foi estabelecido em termos reais, tendo a data do reposicionamento como referência. Esse procedimento ignora, ou implicitamente assume como nula a inflação entre reajustes. A mera ocorrência da inflação entre a data do reposicionamento e o primeiro reajuste tarifário, período em que a Parcela B se mantém constante em termos nominais, **é condição suficiente para a alteração do EEF definido no reposicionamento**, pois fará com que a capacidade de compra da Parcela B seja erodida em termos reais.

Reconhecida a falha na metodologia, a ANEEL propõe que sua correção seja feita pelo método do FCD, fortalecendo o marco regulatório. Persistindo ou não o fenômeno inflacionário, os procedimentos empregados no reposicionamento serão ajustados considerando-se metade do índice de variação da Parcela B para cada ano. A magnitude das perdas reais será contabilizada pela diferença entre os valores regulatórios verificados e previstos da parcela B durante o período tarifário. As diferenças encontradas serão corrigidas pelo “*índice de reajuste contratual (IGP-M – X_a)*”.

A soma das diferenças será considerada na determinação da Parcela B no próximo período tarifário, quando se verificará se a condição de EEF foi mantida. Dessa forma, mesmo havendo as perdas reais relacionadas ao arrasto inflacionário da Parcela B elas podem ser compensadas por outros ganhos, em particular aqueles associados aos ganhos decorrentes do aumento da densidade da rede, de que trata o componente Xe.

ANEEL reconhece a existência desse efeito, propõe uma forma de dimensioná-lo para o EEF no período tarifário como um todo, mas só irá tratar das suas consequências no próximo processo revisório.

O que se deduz do tratamento dado ao tema na nota técnica, é que o regulador parece ter uma percepção de que a magnitude da perda associada à inflação não seria grande suficiente para que seja tratado como um desequilíbrio ao ponto de levar a uma revisão extraordinária.

Num regime de regulação por incentivos, se as perdas não são suficientes para deflagrar um processo de revisão extraordinária, também não contariam no próximo processo revisório. O reposicionamento tarifário deveria apenas evitar que as perdas passadas sejam tornadas sistemáticas para os próximos períodos regulatórios.

A cláusula de manutenção do EEF do contrato impõe ao regulador a necessidade de combinar os mecanismos da regulação por incentivos com aspectos da regulação pela taxa de retorno.

- Ao adotar uma taxa de retorno de equilíbrio (*rwaac*) no reposicionamento tarifário, associando-a ao EEF de longo prazo, não existiria um limite inferior para além do qual a queda da taxa seria caracterizada como desequilíbrio?
- Se as perdas decorrentes da inflação forem suficientes para caracterizar um desequilíbrio mesmo assim elas seriam levadas ao final do período revisório?
- Por que não alterar o método de cálculo do EEF de longo prazo para que contemple

a possibilidade de inflação de diferentes magnitudes e seus respectivos efeitos?

4 O CÁLCULO DO FATOR X

A abordagem adotada para o cálculo do Fator X é constituída de três componentes. O primeiro refere-se exclusivamente aos ganhos de produtividade (X_e) que podem ser obtidos na gestão do serviço durante o segundo período tarifário. O segundo componente consiste em um “fator de qualidade” (X_c), medido por pesquisas de opinião pública sobre satisfação com os serviços. O terceiro componente (X_a) visa introduzir no índice de correção anual da Parcela B, uma alteração que reflita as diferenças entre o índice contratual (IGP-M) e o índice de variação efetiva dos custos de mão de obra do setor formal da economia brasileira.

A proposta de cálculo do Fator X apresentada na Nota Técnica parte do reconhecimento da inadequação dos métodos empregados em indústrias maduras, discutidas na AP ANEEL no. 23/2002. Além disso, reafirma o pressuposto básico de que *“a aplicação do IGP-M-X não resulte em distorções na condição de EEF do contrato de concessão, que podem se traduzir em benefícios ou em prejuízos para as concessionárias prestadoras de serviço, independentemente de uma maior ou menor eficiência na sua gestão”*(Nota Técnica No. 214/2003-SRE/ANEEL, p.6).

As tarifas definidas no reposicionamento definiriam um EEF ao fazer frente aos “custos eficientes de operação” e garantiriam a adequada remuneração sobre investimentos prudentes, tendo transferido aos consumidores todos os ganhos de eficiência que a concessionária teria condições de obter durante o período anterior.

O Fator X deveria garantir a transferência aos consumidores dos ganhos de produtividade que possam ser alcançados durante o período tarifário em curso, decorrentes principalmente de ganhos de escala e outras razões, que não aquelas típicas dos “custos operacionais

eficientes” já transferidas por ocasião do reposicionamento tarifário.

Ao adotar a Empresa de Referência como critério de determinação dos custos operacionais, transferindo para o consumidor por ocasião do reposicionamento os ganhos a ela associados, independente do fato de a concessionária ter ou não alcançado tal nível de eficiência, resta como papel para o Fator X repartir apenas os ganhos de escala e economias de adensamento de rede a serem usufruídas.

As chances de ganhos, e elevação dos rendimentos acima do EEF definido, seriam derivadas exclusivamente da concessionária alcançar custos inferiores aos de Empresa de Referência e obter retornos de escala e densidade superiores aos projetados pelo regulador. Sendo esse o entendimento da abordagem regulatória defendida pela ANEEL, cabe avaliar cada um dos componentes do Fator X.

4.1 Xe

A metodologia de cálculo do Xe apresentada na Nota Técnica traz um avanço em relação às notas anteriores no que diz respeito à transparência. Percebe-se uma preocupação maior com a explicitação do modelo, procurando identificar claramente os dados base, os parâmetros e os cálculos necessários à reprodução dos resultados apresentados pelo regulador. Além disso, cabe destacar que FCD empregado inclui o capital circulante líquido para calcular os fluxos de caixa a cada ano do período tarifário, elemento ausente na determinação da Base de Remuneração Regulatória empregada na metodologia do reposicionamento.

Enquanto o tratamento dado na determinação do EEF definido no reposicionamento era eminentemente estático, o conceito de EEF associado ao FCD e empregado no cálculo do fator Xe é intertemporal e é expresso pela equações:

$$\text{VPL(FC)} = \text{BRRLi} - \text{VPL (BRRLf)} \quad (1)$$

Onde,

$$\text{VPL(BRRLf)} = \text{VPL (BRRLi} + \sum \text{INV(t)} - \text{D(T)}) \quad (2)$$

Ou seja,

$$\text{VPL(FC)} = \text{BRRLi} - \text{VPL (BRRLi} + \sum \text{INV(t)} - \text{D(T)}) \quad (3)$$

Desse modo, se existe EEF se o valor gerado com o FCD no período tarifário é igual ao valor presente dos investimentos líquidos realizados, descontados à taxa de retorno (rwacc) definida na reposição tarifária. Caso a projeção do FCD seja superior ao valor presente dos investimentos líquidos, a remuneração da concessionária encontrar-se-á acima do custo de capital definido de equilíbrio. Caso contrário estará abaixo.

Na presença de economias de escala e de densidade de rede, o crescimento da demanda é atendido com menores investimentos adicionais por kWh vendido. Da mesma forma, se os custos administrativos e de escritórios existentes puderem ser compartilhados por um maior número de clientes o crescimento da demanda irá ampliar o retorno dos investimentos.

A ANEEL acredita que *“não é justo que os ganhos de produtividade – isto é, ganhos que não decorrem da eficiência da concessionária – sejam por ela retidos. Daí o componente Xe pelo método FCD repassar integralmente tais ganhos aos clientes da concessionária”* (N.T. 214/2003-SRE/ANEEL, p.7). Desse entendimento segue que o Xe é determinado de modo a abater da receita o percentual necessário para que a igualdade da equação (3) se verifique.

O problema então reside em discutir se o modelo de FCD proposto pela ANEEL seria abrangente e explícito o bastante para garantir que as projeções de receitas, custos e investimentos definam adequadamente o Plano de Negócios e as condições de mercado a que a distribuidoras estarão sujeitas no período em análise.

4.1.1 O Modelo de Projeção do FCD

Mais uma vez há que se destacar o esforço de transparência da nota técnica com a explicitação do modelo de cálculo no Anexo. Esse comentário dará ênfase aos resultados que puderam obtidos nos Anexos V disponíveis para as empresas que já passaram por processo revisório. Assume-se que o anexo apenas explicita o procedimento efetivamente adotado e não altera a sistemática empregada até agora.

Os elementos presentes no modelo de cálculo podem ser sistematizados pelas seguintes variáveis e parâmetros:

$X_e = f \{BRRLi, INV_s, a, T, VU, Q(0), C(0), PIB, POP, P(0), wacc, varW, g, Co\&m(0), Ca(0), Cc(0)\}$
sendo:

1. BRRLi: Base de Remuneração Regulatória no início do período tarifário (Dado Base; revisão tarifária);
2. INV_s: investimento em subtransmissão (Dado Base; Informação da Empresa);
3. a: coeficiente que reflete a economia de densidade (Parâmetro; Experiência dos consultores da ANEEL);
4. T: taxa de crescimento médio anual dos ativos fixos (Parâmetro/ Experiência dos consultores da ANEEL);
5. VU: vida útil econômica dos ativos, em anos (Parâmetro/ Experiência dos consultores da ANEEL);
6. Q(0): vendas de energia no ano base, em MWh (Dado Base/Ano Teste);
7. C(0): quantidade de consumidores no ano base (Dado Base/Ano Teste);
8. PIB: taxa prevista do crescimento do PIB (Parâmetro/Projeções Oficiais do Ministério da Fazenda);
9. POP: taxa prevista de crescimento da população (Parâmetro/ Projeções Oficiais do IBGE);
10. P(0): tarifa média no início do período tarifário (Parâmetro/Revisão Tarifária);
11. wacc: custo de capital regulatório (Parâmetro/Revisão Tarifária);
12. VarW: variação do capital circulante líquido (Parâmetro/Revisão Tarifária);
13. g: alíquota de imposto de renda (Parâmetro/Empresa);
14. Relação Consumidor/Empregado (Parâmetro/Empresa de Referência);
15. Co&m (0): custos de operação e manutenção (Dado Base/Empresa de Referência);
16. Ca (0): custos administrativos (Dado Base/Empresa de Referência);

17. CC (0): custos da gestão comercial (Dado Base/Empresa de Referência).

Como explicitado pelo regulador as projeções do FCD são realizadas tendo-se os padrões de eficiência assumidos no reposicionamento tarifário. Como consequência grande parte dos Dados Base são provenientes da Empresa de Referência (ER). A exceção mais relevante é o uso de INVS, pelas dificuldades de se encontrar proporções razoáveis para os investimentos em sub-transmissão. Porém, não é possível reconstituir os FC, pois esses valores não são explicitados. Por outro lado, os investimentos em distribuição e reposição são estimados tomando-se o valor da Base de Remuneração como ponto de partida, sendo estimados por meio de parâmetros ditos adequados segundo a experiência dos consultores.

A ausência dessas, entre outras, informações explícitas impede que se reproduzam projeções e análises de sensibilidades. Se não foi possível efetuar uma análise independente de sensibilidade dos fluxos em relação aos parâmetros adotados pelo regulador, pelo menos foi possível compara as análises de sensibilidade do Xe para algumas das empresas que passaram por revisão periódica.

Tome-se por exemplo o caso da CERJ, a tendência de redução do consumo por cliente permite que se questione a amplitude de economias de densidade de rede, pelo menos nos investimentos em distribuição. Reproduzindo a Tabela 8 da Anexo V da nota técnica da CERJ pode-se ilustrar o argumento.

Tabela 8: Demonstração do Resultado

Fator X (Caso Base)	Sensibilidade # 1 – Demanda		Sensibilidade # 2 - Investimentos	
	Cenário de demanda (distinto do Caso Base)		Variação % no fluxo de investimentos com relação ao Caso Base	
	Pessimista	Otimista	+10%	-10%
1.62%	0.98%	2.26%	1.18%	2.07%

Fonte: Elaboração própria

Considerando-se o caso de investimentos mais elevados no Cenário Base, em que a taxa

anual de redução no consumo por cliente é 1,9%, pode-se observar a redução de 0,44% no Xe.

Se considerarmos os valores efetivamente praticados de Xe em 17 revisões, encontra-se que o menor valor foi o aplicado para a CEMIG, com Xe de 1%, enquanto os maiores valores aplicados foram para CPFL e Eletropaulo com 2,54%. Além dessas, apenas Cemat (2,3%), Enersul (2,35%) e Elektro (2,38%), obtiveram valores que são superiores ao definido na tabela acima para o cenário otimista da CERJ.

A média dos Xe aplicados foi de 1,8%, com um desvio padrão de 0,49%. De certo modo essa proximidade de valores revela uma virtude do modelo proposto, isto é, os valores extremos encontram-se dentro de uma faixa de variação proporcional aos dados de Cenários otimista e pessimista. Entretanto, algumas questões permanecem:

- Até que ponto o Xe obtido reflete as economias de rede potenciais adaptadas à concessionária ou apenas retrata os parâmetros imputados da ER?
- No que diz respeito aos componentes imputados de investimentos em sub-transmissão, até que ponto eles estão corretamente empregados? Como explicar o componente Xe para Cemat e Enersul que tem grande dispersão de rede?
- Se o EEF inicial foi definido com base na ER e os custos efetivos da empresa, devidamente reconhecidos pela ANEEL, forem muito diferentes qual o incentivo que está sendo produzido?
- Se o Xe reflete, na verdade, os ganhos de produtividade esperados da ER, tal fato não seria um problema para a manutenção do EEF estabelecido no reposicionamento ?

4.1.2 Recálculo do Fator Xe

Há uma relação direta entre a eficácia da abordagem proposta pela ANEEL e a acuidade na determinação da ER. Quanto mais próxima a ER estiver da estimativa das condições de eficiência a realizar no prazo do período revisório, melhor será o sinal de incentivo enviado a busca de eficiência em cada distribuidora.

Caso a ER esteja muito distante das condições de eficiências alcançáveis para a realidade da empresa, a imposição de um fator de estresse já na partida poderá ter resultados duvidosos, impedindo inclusive a manutenção do EEF.

Por outro lado, devido a assimetria de informação, o padrão de eficiência definido pela ER pode estar aquém das eficiências realizáveis pela empresa. Ao caminhar de acordo com a ER de referência a empresa já estaria realizando um valor durante o período revisório, fazendo com que o retorno seja superior ao definido na revisão periódica.

Essa incerteza quanto à acuidade da ER é a única justificativa para que se adote o recálculo anual do Xe. A questão que surge é se esse tratamento poderá permitir a correção de rota e manter os incentivos corretos.

O tratamento proposto para o componente Xe é calcular a cada reajuste tarifário anual “*as diferenças entre os valores anuais acumulados do mercado de vendas previsto (na data da revisão tarifária periódica) e do mercado efetivamente verificado e, quando essas diferenças, em valores absolutos, resultarem superiores a 2,5% do valor acumulado de vendas previsto, o recálculo do componente Xe será efetuado antecipadamente, isto é, na data do reajuste tarifário anual da concessionária.*” (N.T. 214/2003-SRE/ANEEL, p.9)

De fato esse tratamento regulatório é voltado para a manutenção do EEF, baseado mantida a hipótese que os parâmetros da ER estejam corretos. Os ajustes são feitos apenas para o componente das projeções de demanda. Por isso, além de não permitir um processo de aprendizado decorrente da revelação, o mecanismo do recálculo do Xe coloca uma dúvida

também sobre a sua consistência com a regulação por incentivos. Isto porque, ao abrir a possibilidade de repasse de ganhos para o consumidor em prazo inferior ao período regulatório contratual, o regulador está reduzindo o poder de incentivo do regime tarifário e se aproximando de uma regulação pelo custo do serviço.

O recálculo cria mais uma intervenção não prevista no contrato, ampliando as pressões políticas sobre julgamentos específicos do regulador, encurtando o horizonte das decisões de investimento.

Além disso, a nota técnica contém uma perigosa assimetria, enquanto um aumento da demanda além do previsto, que tem como consequência aumento da lucratividade da concessionária, é motivo para intervir no momento do reajuste anual, no caso de uma rápida aceleração da inflação, que tem consequência uma queda na lucratividade da concessionária, tais as perdas seriam necessariamente acumuladas até o próximo período de revisão tarifária.

Supondo que as perdas decorrentes da inflação fossem suficientes para que o retorno fique abaixo do definido para o período, qual seria a política do regulador? Ele aceitaria considerar uma revisão extraordinária em função dessas perdas?

O método de FCD pode ser adotado de forma ampla, contemplando os custos incorridos pelas concessionárias, o Plano de Negócios Acordado, em que todos os investimentos a serem realizados estejam contemplados, resultando num Fator X consistente com um conceito mais adequado de EEF de longo prazo. Esse EEF de longo prazo valeria para todo o período regulatório e qualquer intervenção, que não o reposicionamento e o reajuste anual com o X definido na revisão, só poderia ocorrer em função de uma alteração desse EEF. Recálculos no meio do período regulatório, decorrente de desequilíbrios seriam tratados como revisões extraordinárias.

4.2 Xc

A adoção do componente Xc parece resultante da necessidade do regulador demonstrar que a opinião dos usuários está explicitamente inserida no processo revisório. Para dar respaldo a essa decisão a ANEEL emprega três tipos de argumentos de natureza distinta.

O primeiro argumento é de natureza formal, ou seja, ao adotar o Xc *“a determinação do Fator X da forma como propõe a ANEEL é totalmente compatível com o contrato de concessão”* (N.T. 214/2003-SRE/ANEEL, p.14).

O segundo argumento é o recurso à existência de experiência internacional como evidência favorável a adoção dessa política. Lê-se na nota técnica que *“esse enfoque encontra respaldo na experiência internacional. Sobre isso, convém mencionar dois exemplos relativos às revisões tarifárias realizadas pelo Regulador de serviços de energia do Estado da Califórnia em 2001”* (N.T. 214/2003-SRE/ANEEL, p.14), para o qual o Fator X seria composto de elemento relacionado ao ganho de eficiência e outro relacionado à satisfação do consumidor e a qualidade do serviço.

O terceiro argumento, de natureza conceitual, busca estabelecer a relação entre a adoção do componente Xc e a ausência de liberdade de escolha dos consumidores cativos. O regulador entende que, *“de um ponto de vista conceitual, a aplicação regulatória do componente Xc é extremamente importante quando se considera a condição de cliente cativo do usuário do serviço monopólico de distribuição de energia elétrica”* (N.T. 214/2003-SRE/ANEEL, p.14). Na ausência de alternativas de fornecimento do serviço típicas dos ambientes concorrenciais a ANEEL estaria oferecendo, por meio do Xc, um instrumento institucional e econômico para a manifestação do consumidor.

Cabe avaliar cada um desses argumentos, começando pelo argumento de natureza formal. Entende ANEEL que o componente Xc está de acordo com os princípios estabelecidos no contrato de concessão. Não nos cabe opinar quanto à segurança jurídica de tal afirmação,

mas do ponto de vista econômico pode-se admitir a determinação do Fator X comporte o julgamento discricionário do regulador. O que se espera é que a utilização do IASC seja coerente com os objetivos atribuídos ao Fator X, isto é, permitir a repartição dos ganhos de produtividade esperados para o período tarifário em curso. A avaliação de como o mecanismo de punição e prêmio adotado é coerente com esse princípio será feita após discutirem-se os outros dois argumentos.

4.2.1 Experiência Internacional

Quanto à alegada existência de experiência internacional há questionamentos e objeções a serem feitos. Em primeiro lugar há que se questionar se a adoção da utilização de pesquisas de satisfação do consumidor é uma prática disseminada nos processos de determinação do Fator X em outras jurisdições. Pesquisando artigos que resumem a experiência recente não se encontram evidências de que essa prática seja corrente, e mesmo que ela seja adotada em algum lugar.

Quanto aos exemplos referidos na nota técnica, apresentados como evidência favorável, há que se fazer objeção a interpretação adotada pelo regulador da prática efetivamente adotada. Em primeiro lugar, assume-se correspondência entre o marco regulatório e o padrão de regulação por incentivos adotados na Califórnia e na distribuição de eletricidade no Brasil. Se essa correspondência existisse a metodologia de Empresa de Referência, empregada na determinação dos custos operacionais eficientes, do Xe e do Xa, não poderia ser adotada no Brasil, como não pode nos EUA ³.

Ao ignorar essas diferenças a nota técnica se equivoca, e leva os leitores a incorretamente acreditar na coerência dos métodos propostos para Xa e aquele adotado na Califórnia. Esse é o caso do primeiro exemplo apontado:

³ Há uma determinação do Tribunal de Recursos (*US Court of Appeals No 96-3321*) consolidando vários casos de recursos contra reguladores proibindo o uso de metodologias de custos diferentes dos custos efetivos na definição de tarifas.

“No primeiro caso, o Regulador [da Califórnia] estabeleceu um Fator X para a empresa SoCalGas que incluiu, além do denominado “efficiency factor”, um fator adicional a título de satisfação do consumidor e de qualidade do serviço.” (N.T. 214/2003-SRE/ANEEL, p.14)

Como interpretar corretamente as informações acima mencionadas?

O plano de incentivos para a *Southern Califórnia Gas Company* adota uma fórmula de reajuste anual de acordo com índice setorial específico deduzido de um Fator X e ajustado (para mais ou para menos) por um Fator Z. A determinação do Fator X segue o padrão americano de se considerar o ganho tendencial de produtividade do setor e um componente específico para a empresa. No plano em vigor para o período 1998-2002 anunciou como um componente associado ao ganho de produtividade, variando anualmente, um *dividendo* para o consumidor. O Fator X foi anunciado como sendo composto por um componente fixo e um variável, conforme a Tabela 1:

Tabela 1 : Fator X *Southern Califórnia Gas Company*

Ano	Produtividade	Declínio da Tarifa	Total
1998	1,1	1,0	2,1%
1999	1,2	1,0	2,2%
2000	1,3	1,0	2,3%
2001	1,4	1,0	2,4%
2002	1,5	1,0	2,5%

Fonte: Reed,W.(vice-president) California

Public Utilities Commission, Decision SoCalGas no. 00-04-060, p.4.

Assim, nota-se que o plano tarifário anunciado como dividendo pretendido para o consumidor é adicionado ao ganho de produtividade, que varia a cada ano, mas é pré-definido ao início do período. **O regulador não deixa indefinido qual será o componente**

de desconto sobre o índice de reajuste anual.

Existem, em verdade, dois componentes de ajuste anual que podem ter dado origem a confusão da ANEEL na referência aos exemplos da Califórnia. Tratam-se do mecanismo de partilha de resultados e da regulação da qualidade. Embora sejam também mecanismos de incentivos, não podem ser confundidos com aquele definido para o fator X como alterador do índice de reajuste anual.

O mecanismo de partilha de resultado permite que os consumidores se beneficiem dos resultados alcançados pela melhoria de desempenho da empresa durante o período tarifário. Ele mantém incentivos em à medida que permite o aumento da taxa de retorno definida no início do plano tarifário, isto é, que se remunere o capital acima de seu custo de oportunidade.

O mecanismo de partilha é anunciado como parte do plano de incentivos, quando uma escala de repartição dos resultados é definida, normalmente com faixas simétricas de ganhos e perdas. A implementação se faz anualmente após o cálculo dos resultados auferidos, em que os devidos descontos de custos não controlados e outras obrigações contratuais são deduzidos. No caso o mecanismo de partilha de resultado da *Southern California Gas Company* a taxa de retorno definida em 1997 foi de 9,49 %, e a partir desse ano qualquer taxa obtida acima ou abaixo dela seria repartida entre acionistas e consumidores conforme a Tabela 2 abaixo.

Tabela 2 Mecanismo de Partilha de Resultado da *Southern California Gas Company* 1998-2002

FAIXA	Pontos Básicos	Acionistas	Usuários	Usuário Médio
Interna	0-25	100%	00%	00,0%
1	25-50	25%	75%	37,5%
2	50-75	35%	65%	46,7%
3	75-100	45%	55%	48,7%
4	100-125	55%	45%	48%
5	125-150	65%	35%	45,8%
6	150-200	75%	25%	40,6%

7	200-250	85%	15%	35.5%
8	250-300	95%	05%	30.4%
Externa	300 e Acima	100%	00%	

Fonte: Reed,W.(vice-president)California Public Utilities Commission, Decision SoCalGas no. 00-04-060, p.11.

Tomando a escala de compartilhamento e os resultados auferidos o regulador pode calcular o valor dos créditos ou débitos do consumidor em relação à concessionária. Note-se que tanto para as pequenas como para as grandes variações, para cima e para baixo, o ganho ou prejuízo estará a cargo da concessionária, preservando-se o mecanismo de incentivo.

Por último, o terceiro componente é o tratamento aos indicadores de desempenho relacionados à qualidade do serviço, satisfação do consumidor e condições de segurança. Nesse caso, o regulador define um padrão de desempenho esperado em indicadores específicos para cada uma das dimensões de qualidade, segurança e satisfação do consumidor. O regulador define também o montante de recursos financeiros que serão empregados como incentivos e punições. Do total de recursos definidos são estabelecidos os valores máximos a serem aplicados em cada indicador de desempenho, bem como as faixas de variação do indicador que estarão sujeitas a multa e incentivo pecuniário.⁴

No caso da *San Diego Gas & Electric Company* o regulador definiu um valor de 14,5 milhões de dólares para o ano de 1999, que deveria ser distribuído de acordo com quatro áreas de desempenho da empresa: segurança no trabalho (US\$ 3 milhões); satisfação do consumidor (US\$ 1,5 milhões), confiabilidade do sistema (US\$ 8,5 milhões) e padrão de respostas do Call Center (US\$ 1,5 milhões).

Para a *Southern Califórnia Gas Company* não foi estabelecido um limite global de recursos financeiros para recompensas e penalidades por desempenho nos componentes de

⁴ As informações aqui utilizadas foram extraídas dos documentos oficiais que se encontram disponíveis nos sítios das duas companhias referidas. Os documentos são Reed,W.(vice-president)California Public Utilities Commission, Decision SoCalGas no. 00-04-060 e Reed,W.(vice-president)California Public Utilities Commission, Decision SDGE no. 99-05-030.

qualidade. Estabeleceu-se sim um sistema de multas e recompensas para cada um dos indicadores e metas estabelecidas. Caso as multas recebidas num determinado ano ultrapassem ao valor de US\$ 4 milhões é estabelecido um procedimento especial de investigações.

Quanto aos prêmios e punições referentes a satisfação do consumidor cabe aqui o comentário em maior detalhe. Para a *Southern Califórnia Gas Company* o regulador considerou quatro atributos desempenho: a) satisfação com os atendentes do serviço telefônico; b) satisfação quanto ao cumprimento de serviços agendados; c) satisfação com os serviços do pessoal de campo; e d) pontualidade dos serviços agendados. Os indicadores meta foram definidos por meio das médias obtidas para cada indicador entre os anos de 1994 e 1996. Para os valores obtidos entre o indicador meta e 1 ponto percentual abaixo dele não há penalidade, e para desempenho inferior as multas crescem da ordem de US\$ 10 mil para cada 0,1 % até o máximo de US\$ 200 mil. Considerando-se um desempenho muito ruim nos quatro quesitos as multas podem chegar a US\$ 800 mil. Para esses indicadores não há incentivos para desempenho superior.

Sendo a *San Diego Gas & Electric Company* uma distribuidora de gás e eletricidade o tratamento dado ao desempenho do indicador de satisfação do consumidor deve contemplar esses dois tipos de consumidores. O regulador considera então apenas um índice global de desempenho dos serviços, ponderando as respostas de ambos na proporção de 73% para eletricidade e 27% para distribuição de gás. Os quesitos considerados na pesquisa de satisfação contemplam : a) solicitação de serviços; b) serviços do call center; c) serviços de atendimento nas agências; d) serviços de eletricidade, e e) serviços de equipamentos de gás.

Como dito acima, o total de prêmios e multas a serem atribuídos anualmente a esse quesito de desempenho é de US\$ 1,5 milhões. Para um indicador meta de 92,5 % de respostas “muito satisfeito”, o regulador considera desvios de 0,5% acima ou abaixo como não sujeito a prêmio ou multa. Da mesma forma, desempenhos inferiores a 90% e superiores a

95% não são considerados para esses efeitos. Dentro das faixas 90-92% e 93-95% cada 0,1% representa multa ou prêmio de US\$ 75 mil para a empresa.

Em nenhum dos exemplos mencionados foram empregados dados comparativos com outras empresas, não se definiu o valor do Fator X ex-post e sim no momento da reposição. Quanto aos indicadores de qualidade, o regulador estabeleceu os objetivos e metas para o processo revisório que deveriam valer durante o período tarifário. Do que foi apontado acima pode-se concluir que:

- a) As práticas de premiação e punição do desempenho de indicadores de qualidade adotadas na Califórnia não encontram correspondência com a proposta da Nota Técnica, não podendo servir de apoio a ela.
- b) Houve uma confusão entre o *dividendo do consumidor* incluído no fator X da *Southern California Gas Company*, com a utilização de incentivos pecuniários para melhoria do desempenho no índice de satisfação do cliente.
- c) O papel sinalizador do Fator X, de apontar para ganhos de eficiência a serem buscados no período regulatório, requer que seu anúncio seja feito de forma clara no início do período, e esta tem sido a prática adotada em todos os regimes de regulação por incentivos.
- d) No padrão de regulação por incentivos disseminado nos EUA, é comum encontrar os mecanismos de partilha de resultados, que foram disseminados antes mesmo da difusão da regulação por preço teto. Esse mecanismo é estranho a marco regulatório da distribuição de eletricidade no Brasil, e não é coerente com o Fator X.
- e) A adoção do Xc e o recálculo anual do Xe parecem formas indiretas de adoção de um mecanismo de partilha de resultados durante o período tarifário e não de um período para outro.

Conclui-se que as experiências internacionais apontadas pela ANEEL não oferecem respaldo a adoção do Xc. Cabe então discutir a lógica interna da adoção do Xc.

4.2.2 Coerência Interna do Xc

O principal papel atribuído ao Xc na nota técnica é o de criar um instrumento institucional e econômico para que a opinião dos consumidores cativos induza as prestadoras de serviço a um comportamento semelhante ao de empresas operando em condições competitivas.

A regulação adequada dos serviços monopólicos em regime de regulação por incentivos requer uma regulação técnica da qualidade dos serviços, dentro da qual se inclui a pesquisa de satisfação dos clientes. Parece também desejável que o desempenho obtido nos itens selecionados de regulação de qualidade esteja sujeito a incentivos pecuniários.

A tendência de se considerar as pesquisas de satisfação do cliente no processo regulatório parece estar se disseminando entre os diversos regimes de regulação por incentivo, respondendo às pressões sobre o regulador para consideração da opinião dos usuários dispersos em contraposição as pressões de usuários organizados que se manifestam nos processos de audiência pública. A adoção do IASC pela ANEEL é um avanço nesse sentido e deve ser adequadamente consolidado no processo regulatório das empresas de distribuição de eletricidade brasileiras.

Nesse sentido, pode-se concordar com a afirmação de que:

“qualquer regime de penalidades baseado na medição objetiva de parâmetros de qualidade (DEC, FEC e parâmetros de atendimento comercial) é totalmente compatível com a aplicação do Fator X baseado na percepção dos clientes sobre a qualidade do serviço que recebem”. (N.T. 214/2003-SRE/ANEEL, p.14)

Há que se rejeitar o entendimento de que seja razoável associar o IASC ou qualquer outro

indicador da qualidade dos serviços à determinação do Fator X. Como avaliado no item anterior, essa associação não encontra respaldo na experiência internacional e fere a lógica da determinação do Fator X como indicativo dos ganhos de produtividade a serem alcançados pela empresa regulada no período regulatório em curso.

Infelizmente, os critérios técnicos que fundamentam a decisão de adoção do IASC na determinação do Fator X estão ausentes da nota técnica. Fica para o analista o procurar a causalidade entre o desempenho da concessionária junto à avaliação do consumidor e o papel do Fator X. Qual é a final o mecanismo de incentivo que se quer implementar? Não estaria a ANEEL confundindo o Fator X com um mecanismo de repartição de resultado?

Admitindo que, ao adotar o X_c , a ANEEL estivesse em busca de um sistema de prêmios e penalidades para desempenho da qualidade do serviço semelhante ao adotado nos exemplos da Califórnia, e que no futuro esse sistema de metas de desempenho seja devidamente regulamentado e os prêmios e penalidades encontrem instrumento adequado de efetivação, ainda assim a fórmula de cálculo adotada carece de fundamentação.

Está implícito na fórmula adotada o critério de regulação por comparação (*Benchmarking*), em que o desempenho de uma empresa não é comparado ao seu próprio desempenho anterior, mas sim ao desempenho de empresas comparáveis. Por empresas comparáveis a ANEEL adotou inicialmente o porte da empresa e depois acrescentou a dimensão regional. Como visto no item anterior, essa não foi a abordagem empregada nas empresas da Califórnia, onde o desempenho esperado para o período regulatório foi determinado pelo desempenho da própria empresa em períodos anteriores.

Uma razão para se empregar a regulação por comparação reside fundamentalmente em não se depender de informações declaratórias da empresa, quer de informações de custo, quer de informações sobre qualidade apurados pelos sistemas de informação das próprias empresas. No caso das pesquisas domiciliares de satisfação do consumidor, conduzidas por empresas especializadas independentes, e em particular no caso do IASC contratadas pela

própria ANEEL, esse problema não existe. Dessa maneira, o desempenho histórico e sua tendência podem ser empregados para definição da meta a ser alcançada pela empresa no período regulatório em curso.

Outra razão para se adotar a regulação por comparação está associada ao conceito de desempenho eficiente. Também nesse caso a adoção de comparação para estabelecer desempenho meta parece ser inadequada. A metodologia do IASC permite captar uma série de atributos da qualidade percebida pelos consumidores, esses atributos são avaliados de forma diferente por consumidores de distribuidoras diferentes. Além disso, a avaliação da qualidade percebida é intrinsecamente associada ao preço efetivamente pago pelo serviço. O preço efetivamente pago depende por um lado das tarifas, que variam de distribuidora para distribuidora dentro de um mesmo grupo definido, e por outro lado da renda e da distribuição de renda entre os consumidores de cada região.

Em 2001, por ocasião do racionamento, as empresas do Nordeste, onde o consumo típico de grande parte da população permitiu que se beneficiassem de um bônus tarifário, tiveram uma melhora significativa nos Índices de Avaliação pelo cliente. Por esse efeito, as empresas do mesmo grupo em outras regiões, teriam sua meta elevada por razões totalmente alheias ao esforço de cada empresa.

Cabe lembrar que no caso da *San Diego Gas & Electric Company*, que adota escala semelhante à proposta pela ANEEL, além de adotar uma meta com base no histórico da empresa as variações favoráveis e desfavoráveis superiores a 2% no índice não são considerados no esquema de incentivo. No caso brasileiro esse padrão deveria ser ajustado pela margem de erro estatístico das pesquisas. Variações de valores dentro da margem de erro estatístico podem ser decorrentes de variações amostrais e não mudança de percepção de qualidade dos consumidores.

Essas considerações estão ausentes na fórmula adotada pela ANEEL, pois os limites máximos de premiação e penalidades são definidos por parâmetros resultantes dos IASC

máximo e médio das empresas do grupo no ano imediatamente anterior. Os efeitos desse tratamento podem ser ilustrados com um exemplo hipotético.

Admita-se que para um dado grupo as variações de IASC de um ano para outro se manteve dentro da margem de erro para todas as empresas, indicando a manutenção da satisfação dos clientes com os serviços recebidos. Considere que para o primeiro ano M_1 foi definido por $1,1 \times IASC_{mg\ 1}$, isto é, por um valor 10% acima da média do grupo, sendo o $IASC_{Mg\ 1}$ apenas 9% acima da média. Assim a empresa de melhor desempenho não colheu nenhum benefício dessa posição e terá X_c igual a zero se igualar seu desempenho no segundo ano.

Para o segundo ano as variações se deram de tal forma que o IASC médio do grupo não se alterou ($IASC_{mg\ 1} = IASC_{mg\ 2}$), mas desempenho da melhor empresa é agora 11% maior que a média, resultado que não é estatisticamente diferente ao do ano anterior. Não havendo mudança relevante o sistema deveria enviar o mesmo incentivo às empresas. Mas a empresa de melhor desempenho será agraciada com um $X_c = 0,11\%$.

Em função dos resultados do segundo ano M_2 é definido pelo resultado empresa de melhor desempenho. Admitindo que os resultados do terceiro ano sejam exatamente os mesmos do segundo ano, a empresa de melhor desempenho terá $X_c = 0$.

Ou seja, pelo sistema proposto, sem que mudança significativa alguma tenha ocorrido produziu-se uma variação nos resultados econômicos da empresa. ***Que tipo de incentivo se quer implantar com um sistema como esse?***

Para que se tenha uma idéia dos efeitos dessa hipotética de aplicação do X_c e da magnitude dos incentivos pecuniários sobre uma empresa de distribuição que poderia se encontrar em tal situação tome-se o caso da CPFL. A Parcela B da CPFL na revisão periódica foi de aproximadamente R\$ 1,2 bilhões, se aplicado o X_c de 0,11% para o primeiro ano de reajuste tarifário, mantendo as demais condições definidas na revisão periódica, encontraríamos um prêmio de cerca de R\$ 1,5 milhões.

Essa magnitude é bastante significativa se comparada aos valores orçados para incentivos de avaliação pelo cliente a *San Diego Gas & Electric Company* e valor total das penalidades a serem aplicadas na *Southern Califórnia Gas Company*. O resultado do exemplo hipotético aplicado à CPFL corresponde a um terço de todo o incentivo orçado pela primeira e cinco oitavos das penalidades definidas pela segunda empresa, lembrando-se que a primeira empresa é **n** e a segunda **m** vezes maior que a distribuidora brasileira em termos de faturamento.

Uma outra comparação pode ser feita entre o efeito produzido pela aplicação do X_c sobre a taxa de retorno (WACC) e o mecanismo de partilha de resultados adotado para as duas empresas da Califórnia. Caso o X_c máximo de $(\pm) 1\%$ fosse aplicado à CPFL, provocaria um variação de $(\pm) 279$ pontos básicos no WACC da empresa, tomando como referencial a taxa definida na revisão periódica e a situação de $X_c = 0$. Se observada essa variação na taxa de retorno com aquelas faixas de partilha apresentadas na Tabela 2 acima, pode-se constatar que a variação provocada pelo X_c encontra-se na última faixa antes do limite Externo, (95% para acionista e 5% para usuários).

Trata-se de comparar apenas a magnitude da variação causada, pois existe uma diferença metodológica entre o mecanismo de partilha de risco adotado para as duas empresas da Califórnia e a adoção do X_c variável. No mecanismo de partilha, são as variações de resultado em torno da taxa definida na revisão periódica que constituirão um fundo para a modicidade tarifária, seguindo uma escala definida. Quanto maior o desempenho da empresa maior será a contribuição para o fundo de modicidade, embora a contribuição adicional diminua.

No caso do mecanismo proposto pela ANEEL a repartição é feita em função da diferença entre o desempenho da empresa e o desempenho médio de seu grupo de comparação, medido pelo IASC. Quanto melhor o desempenho relativo menor será sua contribuição para a modicidade tarifária, quanto pior o desempenho relativo maior será sua contribuição

para redução da tarifa dentro do período revisório. Procurou-se dessa forma criar um instrumento *institucional e econômico* em que a opinião dos consumidores acaba por provocar uma espécie de diferencial preço-qualidade do serviço de distribuição, utilizando-se a qualidade percebida pelo cliente como instrumento.

Esse mecanismo parece emular uma situação que ocorre em mercados competitivos com produtos diferenciados. A competição em vários mercados se faz por meio de diferenciais de qualidade. Esses diferenciais são devidamente remunerados, com produtos prêmio de um lado e produtos de qualidade inferior no outro extremo. As empresas com qualidade superior obtêm um prêmio de preço por seus produtos, conseguindo maior lucratividade e maiores taxas de crescimento no mercado. Empresas inferiores sobrevivem com taxas mínimas de lucro ou são eliminadas no longo prazo. Os dois tipos de empresas competem pelos mesmos consumidores, ou por consumidores ligeiramente diferenciados. A vantagem competitiva das empresas de qualidade superior é contestada pela possibilidade de entrada de empresas que reputação de qualidade em outros mercados.

Imaginar que a utilização do Xc pode emular um processo de competição por qualidade no setor de distribuição de eletricidade no Brasil é uma perspectiva regulatória totalmente equivocada, pois as condições em que essa competição se dá em mercados competitivos estão ausentes do marco regulatório vigente.

Em mercados competitivos os prêmios e descontos pela qualidade só se manifestam porque existem consumidores que estão dispostos a pagar pelo diferencial de qualidade. Mesmo havendo usuários cativos com diferentes disposições a pagar pela qualidade do serviço, a impossibilidade de competição nos serviços de distribuição de eletricidade, bem como, as disposições normativas da universalidade e impessoalidade dos serviços impedem que essa diferenciação ocorra. Não há portanto paralelo entre as duas situações.

A aplicação do Xc produzirá diferenciais preço-qualidade em mercados geograficamente distintos. Para os mercados geográficos em que a qualidade superior levar a preços maiores,

todos os consumidores que estariam mais satisfeitos se pudessem abrir mão da qualidade por preços menores sairão prejudicados. Para os mercados em que resultado é redução de preço em função da qualidade inferior saem prejudicados os que prefeririam pagar o prêmio pela qualidade. O mecanismo não emula, portanto, o resultado do mercado competitivo.

Há que se destacar ainda um aspecto importante que a adoção do Xc poderá induzir. O mecanismo proposto estabelece um viés estratégico nas pesquisas de opinião dos consumidores. Uma vez aprovado o mecanismo ele será divulgado e será dada publicidade a sua forma de funcionamento. Assumindo que os consumidores residenciais estejam plenamente informados do funcionamento do mecanismo, saberão que sua avaliação positiva poderá acarretar a manutenção das tarifas, já sua avaliação negativa poderá levar a uma redução da tarifa. É racional que os consumidores respondam a esse incentivo respondendo negativamente as pesquisas de avaliações de satisfação pelo cliente. A cada ano os consumidores saberão do resultado do ano anterior e terão como piorar sua avaliação para garantir a esperada redução. Mantido o critério, dado o viés estratégico, se permitirá que o prêmio pela piora da avaliação seja colhido a cada ano.

É importante lembrar que se esse viés se manifestar de forma desigual entre as distribuidoras, fazendo com que a média das avaliações caia, mas as avaliações de umas poderão cair mais do que outras, o resultado dos diferenciais será uma mera loteria, que refletirá apenas o desenho do mecanismo, perdendo qualquer relação com a intenção do regulador.

A presença do viés estratégico leva também a que se refute a manutenção do Xc baseado numa meta definida para cada concessionária. Ao anunciar a meta o regulador estaria dizendo ao consumidor qual é a nota máxima que ele poderia atribuir para não se beneficiar, ou seja, qualquer avaliação inferior a meta traria algum ganho ao consumidor. Procurar esconder essa meta por meio de fórmulas complicadas e sistemas não-lineares não elimina o incentivo implícito no sistema. Esse incentivo continuará existindo e submetendo

o sistema regulatório proposto a uma espécie de loteria.

Pode-se então concluir a análise da consistência interna do mecanismo proposto para o Xc destacando-se os seguintes pontos:

- a) A utilização do Xc como instrumento *institucional e econômico* para emular um processo de competição por qualidade no setor de distribuição de eletricidade no Brasil é incompatível com o marco regulatório vigente.
- b) A aplicação consecutiva do Xc poderá provocar alterações significativas na taxa de retorno efetiva em relação àquela definida como custo de oportunidade do capital por ocasião da revisão periódica
- c) Mesmo se houver melhora expressiva dos indicadores de qualidade de uma empresa, o Xc poderá determinar uma penalidade para a empresa.
- d) O mecanismo proposto estabelece um viés estratégico nas pesquisas de opinião dos consumidores. Esse viés torna a aplicação do mecanismo de diferencial de satisfação do consumidor uma loteria e inviabiliza a adoção de outro mecanismo baseado no histórico da empresa.
- e) O regulador deve admitir que a implantação do Xc é um erro conceitual e procurar regulamentar um sistema de penalidades e premiações pecuniárias pelo desempenho da qualidade requerida dos serviços, em que o IASC esteja presente. Esse sistema deve ser compatível com a manutenção do EEF da concessionária definido por ocasião da revisão periódica.

4.3 Xa

De acordo com a Nota Técnica 214/2003, a parcela Xa visa introduzir no índice de correção

anual da Parcela B, uma alteração que reflita as diferenças entre o índice contratual (IGP-M) e o índice de variação efetiva dos custos de mão de obra do setor formal da economia brasileira.

Assume-se que a manutenção do IGP-M como índice de componente salarial da Parcela B provoque uma correção sistemática e acima da variação efetiva dos salários não assegurando “*a preservação da condição de EEF do contrato de concessão definida pelo reposicionamento tarifário*”. Ou seja, a aplicação dessa parcela de ajuste ao índice contratual visa corrigir distorções no EEF ocorridas ao longo do período regulatório.

O IGP-M (Índice Geral de Preços – Mercado), calculado pela FGV (Fundação Getúlio Vargas), é um índice resultante da média ponderada de três outros índices desta mesma instituição. São eles: o IPA (Índice de Preços no Atacado); o IPC (Índice de Preços ao Consumidor), e o INCC (Índice Nacional da Construção Civil), os quais participam do IGP-M com, respectivamente, 60%, 30% e 10%. Essa ponderação é fixa e vigora desde o início da divulgação do IGP-M, em 1950, quando as parcelas de despesa interna bruta da economia tinham essa composição.

É, portanto, um índice do tipo macroeconômico, como vários outros aplicados em regimes de regulação por *price cap*. Esses índices são utilizados no setor de telecomunicações no mundo todo. No setor de distribuição de energia elétrica se verifica com mais frequência a opção por índices de preços ao consumidor (CPI). As vantagens na escolha desses índices estão na simplicidade de seus cálculos e na credibilidade, já que são geralmente computados por órgãos oficiais com larga experiência neste tipo de atividade.

A grande desvantagem reside na baixa capacidade destes tipos de índice de fazer o acompanhamento dos custos específicos dos insumos da indústria, os quais podem oscilar fortemente no curto prazo, como é o caso dos preços de compra de energia e dos custos de capital no setor de distribuição de energia elétrica.

Sendo assim, em alguns momentos dentro do período regulatório o IGP-M poderá ser realmente inadequado para manter o EEF da concessão, no entanto, no longo prazo, a tendência de que os ganhos de produtividade da empresa se igualem àqueles da média da economia eliminará tais desequilíbrios, à semelhança do que ocorre em mercados competitivos.

Mais uma vez, se a preocupação é com a manutenção do EEF dentro do período regulatório, o método do VPL unitário pode resolver esta questão incluindo-se, na elaboração do FCD por ocasião da revisão ordinária, as diferenças esperadas entre a evolução de custos da empresa e a média da economia, ou ainda, para repartir durante o período tarifário os ganhos extraordinários de produtividade definidos ex-ante. Acredita-se que desta maneira manter-se-ia a lógica da regulação por incentivos minimizando os riscos de desequilíbrios orçamentários da concessão.

Outra alternativa seria a adoção de um índice específico, que reflita as variações de custos do setor. A utilização de um novo índice para corrigir a Parcela B, em substituição ao IGP-M, implicaria em renegociação contratual, visto que esse é o índice previsto nos contratos.

A introdução do Xa aparece como um mecanismo engenhoso para se promover uma mudança no indexador sem os custos de transação associados a uma renegociação contratual. Não cabe aqui discutir a legalidade do procedimento, mas sim sua eficácia e consistência.

Parte-se da perspectiva de que se a adoção do Xa em termos regulatórios beneficiar ambas as partes, a regulação economiza os custos de negociação, sendo mais vantajosa que uma renegociação. Quais seriam então os benefícios associados ao Xa ?

4.3.1 Escolha de Indexadores em Regime de *Price Cap*

Os índices setoriais medem a variação de preços dos principais itens de custo da indústria e são compostos por uma média ponderada de sub-índices de preços dos insumos mais relevantes, de acordo com a participação de cada item nos custos desta indústria.

Em contraposição aos índices macroeconômicos, os índices setoriais têm o grande mérito de refletir mais adequadamente o impacto de curto prazo da variação dos preços dos insumos no custo da indústria. Tal característica tem a desvantagem de reduzir o poder de incentivo da regulação, mas reveste-se de total importância em setores como o de transmissão e distribuição de energia elétrica, que são intensivos em capital e, para os quais, um índice que reduz o risco do negócio e, conseqüentemente, o custo de captação de fundos, constitui-se numa alternativa preferida a outros mecanismos de mitigação de risco que também poderiam vir a enfraquecer os incentivos de desempenho pretendidos com o regime de *price cap*.

A maior desvantagem desse tipo de índice resulta da complexidade na sua elaboração. Além disso, muitas vezes as instituições com credibilidade para a confecção e cálculo de tais índices não o fazem para setores específicos como, por exemplo, o de distribuição de energia elétrica.

Apesar disso, o uso de índices setoriais é freqüente nos Estados Unidos, país que primeiramente os utilizou, em 1980, no reajuste de preços do transporte ferroviário. Já no Reino Unido, que também apresenta larga experiência no uso do regime de *price cap*, prevaleceu o uso de um índice de preços ao consumidor (RPI), inicialmente usado no caso do reajuste da British Telecom, em 1983, como proposto por Stephen Littlechild da Universidade de Birmingham.

Nota-se, portanto, que os dois países adotaram estilos diversos de indexação. No caso dos Estados Unidos a maior incidência de índices setoriais parece refletir a evolução natural do

regime de custo do serviço, amplamente utilizado até então, para um sistema incentivado, caracterizado pela introdução do índice setorial em substituição aos custos efetivos das empresas. A lógica existente por trás desse tipo de indexação deriva de duas idéias centrais.

A primeira idéia resume-se no fato de que se uma indústria auferir uma taxa de retorno competitiva, então, a variação dos preços de seus produtos no longo prazo deverá refletir o índice de custo médio unitário dessa mesma indústria. Ou seja, em um mercado competitivo, o preço de equilíbrio é dado pelo mercado e cada produtor individual se apropriará dos ganhos que obtiver com reduções de custos. Transpondo o raciocínio para a indústria regulada, se o reajuste das tarifas seguir a variação dos custos unitários da indústria ela estará sendo forçada a atuar como se houvesse competição e, do mesmo modo, estará sendo estimulada a reduzir custos, beneficiando-se dos ganhos obtidos durante um intervalo de tempo artificial, criado pelo regulador.

Outra idéia central é a de que a tendência dos custos unitários da indústria reflete, no longo prazo, a tendência do índice de preços dos insumos, menos a tendência do fator de produtividade (X), o qual captura tudo aquilo que faz o custo unitário da indústria variar diferentemente dos preços dos insumos, ou seja, fatores como o progresso tecnológico e a economia de escala.

Essas duas idéias compõem a lógica de uso de índices setoriais para a indexação do regime de *price cap*, qual seja, o índice de reajuste das tarifas reguladas deve ser igual ao índice de preços dos insumos do setor (índice setorial), subtraído da tendência do fator de produtividade (fator X) da indústria.

Os países que utilizam índices macroeconômicos em seus regimes de *price cap*, por simplicidade e credibilidade, ou por não estarem presos há uma cultura de contratos com base na regulação por custo do serviço⁵, acabam introduzindo uma outra idéia central à

⁵ Este pode ser o caso dos países que elaboraram o arcabouço regulatório a partir da necessidade de privatização das concessionárias de serviços públicos.

lógica de indexação tarifária. A idéia de que, no longo prazo, a economia como um todo também obtém um retorno competitivo e que, portanto, o índice de preços geral da economia excede seu índice de custos pelo fator total de produtividade dessa economia.

$GDPPPI = \text{Índice de Custos da Economia} - \text{Fator de Produtividade da Economia}$

Onde $GDPPPI = \textit{Gross Domestic Product Price Index}$

Disso conclui-se que os regimes de *price cap* que utilizam fórmulas como GDPPPI subtraído do fator X, ou qualquer outro índice macroeconômico estão, na realidade, levando as tarifas reguladas a acompanhar o índice de custos da economia como um todo. Essa prática pode gerar distorções, tanto para a empresa, como para os consumidores, em momentos em que os custos dos insumos da indústria apresentam variações muito diversas da média dos custos da economia⁶.

Como sugerido, um modo de corrigir essas distorções, ainda utilizando o índice macroeconômico, consiste em incluir no cômputo do fator X, as tendências de longo prazo das diferenças entre os índices de custos e os fatores de produtividade da indústria e da economia, de modo que:

$\Delta PC = GDPPPI - [(\text{Índice de Custos da Economia} - \text{Índice de Custos da Indústria}) + (\text{Fator de Produtividade da Indústria} - \text{Fator de Produtividade da Economia})]$

Onde $\Delta PC = \text{Variação do } price\ cap;$

A inclusão desses parâmetros no cálculo do fator X resolve em termos conceituais o problema, porém, na prática, além de aumentar os custos regulatórios, pode imprimir uma maior volatilidade aos valores de X, se comparado à fórmula com índice setorial. Nesta última o fator X reflete apenas a tendência de ganho de produtividade da indústria no longo

prazo, a qual é positiva, normalmente.

Em resumo, pode-se concluir que os conceitos econômicos que suportam a lógica da indexação de um regime de *price cap* devem ser considerados no momento de escolha das ferramentas que irão compor o mecanismo, sob pena de resultar numa relação risco retorno (incentivo x mitigação de risco) muito distante da desejada.

4.3.2 O IGP-M como indexador contratual

Diante da questão inicialmente formulada é necessário apontar quais os problemas e possíveis distorções são causadas por este índice como índice contratual, e quais seus efeitos no EEF da concessão.

A maior concentração do IGP-M nos preços do atacado (60% de IPA) faz com ele seja um índice com um conteúdo relevante de preços de insumos da economia (37%). Isto porque o IPA apresenta em sua estrutura 62% de bens de produção, como resumido na tabela abaixo:

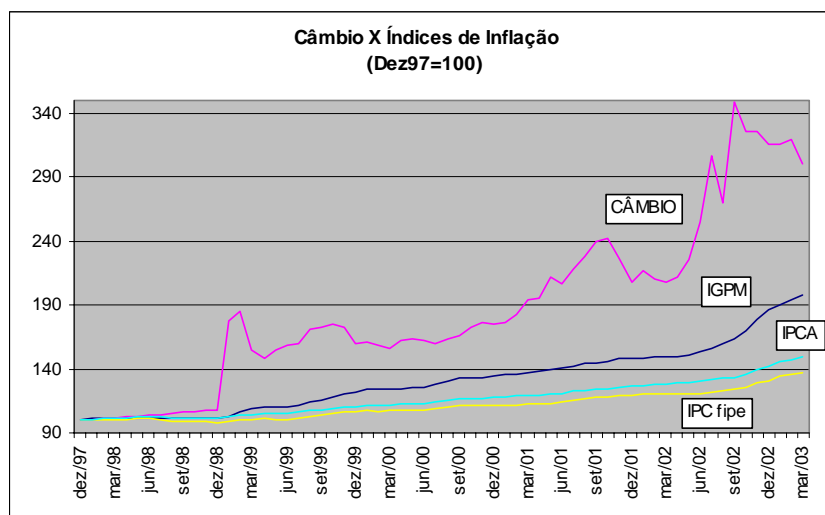
Composição do IPA

Bens de Produção	62%
. Matérias-Primas	28%
. Materiais de Construção	12%
. Máq. Veículos e Equipamentos	11%
. Outros	11%
Bens de Consumo	38%

Fonte: IBRE – FGV

Tal concentração faz, também, com que o IGP-M capte mais de perto a tendência da taxa de câmbio. O gráfico abaixo ilustra a variação acumulada dos principais índices de inflação, bem como do dólar, desde dezembro de 1997.

⁶ Esse foi o caso do setor de distribuição de energia dos EUA que, por ser intensivo em capital, apresentou uma evolução em seus custos inferior aos custos da economia como um todo, em razão da tendência de queda nas taxas de juros nos últimos anos.



Observa-se que o IGP-M é, dentre os três, o que mais se aproxima da variação acumulada do câmbio, principalmente no segundo semestre de 2002 e início de 2003. Isto se deve ao fato de que grande parte dos itens que compõe o sub-índice Bens de Produção ser comercializável externamente (*tradeable*) e, portanto, precificado em dólar. Este é o caso de itens como matérias-primas e máquinas e equipamentos.

Do ponto de vista da composição dos custos gerenciáveis das empresas distribuidoras de energia (parcela B), pode-se dizer, grosso modo, que se dividem igualmente entre despesas com operação e manutenção (O&M) e Remuneração do Capital (RC).

As despesas com O&M são, basicamente, materiais e equipamentos, e pessoal. Já a parcela referente à RC, nada mais é do que o custo de oportunidade dos investimentos em instalações da rede elétrica e outros ativos utilizados na prestação do serviço. Este custo de oportunidade depende de fatores como a taxa de juros da economia, o risco de captação (*spread*) e grau de alavancagem da empresa, e da variação da taxa de câmbio, já que as empresas do setor elétrico são altamente endividadas em moeda estrangeira e as dívidas em moeda nacional têm grande parcela de custo atrelado a taxas pós-fixadas, as quais apresentam um grau elevado de correlação com índices de inflação, como o IGP-M.

Diante disso, entende-se melhor o porquê da escolha contratual do IGP-M e como este índice tem cumprido o papel de reduzir os riscos das empresas do setor, já que, mesmo sendo um índice macroeconômico, consegue acompanhar de perto a variação da Remuneração de Capital devido às especificidades de sua composição.

Por outro lado, a parcela referente aos custos de O&M, que representa cerca de metade dos custos gerenciáveis, não segue o referido índice, principalmente em momentos em que o IPA se descola muito dos IPC's. No início do Plano Real, houve um descolamento ocasionado pela redução dos preços por atacado e aceleração dos serviços domésticos. O descolamento no sentido contrário foi verificado nas recentes desvalorizações cambiais.

Esta parece ter sido a motivação contida na Resolução CNPE no 1, de 4 de abril de 2003, a qual estabeleceu *“que a ANEEL, mantido o critério de reajuste contratual da Parcela B da receita da concessionária de distribuição de energia elétrica pela variação do IGP-M +X, defina metodologia de cálculo dos valores de X a serem aplicados nos reajustes tarifários anuais considerando, para o componente mão de obra da parcela B, índice que reflita o valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia brasileira.”*

Tal metodologia, analisada a seguir, foi apresentada na NT No 214/2003 da ANEEL, a qual introduziu o Xa no cômputo do Fator X.

4.3.3 O Xa como mecanismos para corrigir as distorções do IGP-M

De acordo com a referida NT, o Xa será aplicado no cálculo do reajuste anual das tarifas de modo que:

$$VPB1 = VPB0 \cdot (1 - X_e - X_c) \cdot [1 + (IGPM - X_a)]^7 \quad (4.3.1)$$

⁷ A fórmula na NT não tem “1+”, mas acredita-se que a expressão correta deve contê-lo.

Como $IGPM-Xa = IAPB$, então temos que o reajuste da parcela B será:

$$VPB1 = VPB0 \cdot (1 - X_e - X_c) \cdot (1 + IAPB) \quad (4.3.2)$$

Da equação (4.3.2) depreende-se que o novo mecanismo não é somente um ajuste por meio do Fator X, como sugere a própria NT, mas sim a troca efetiva do IGP-M pelo IAPB como indexador da parcela B, já que o Xa será aplicado anualmente. Diante disso, e à luz das considerações feitas nos itens anteriores, cabe analisar as implicações de tal intervenção no processo regulatório.

O IAPB, como definido na NT representa a variação média do IGP-M, IPCA (Índice de Preços ao Consumidor do IBGE) e IAOE, ponderada pelos componentes de custo da parcela B, sendo a estrutura desta última definida pela Empresa de Referência na última revisão tarifária.

O novo índice resultante (IAPB) introduz o IPCA para indexar as parcelas de Mão de Obra (MO), mantém o IGP-M na correção dos itens de Remuneração de Capital (RC) e indexa a parcela de Tributos e Outros Encargos (TOE) a um índice (IAOE), o qual refletirá “*as variações efetivamente verificadas no período de 12 meses imediatamente anterior à data do reajuste tarifário anual da Parcela B*”.

Supondo-se que o IAOE terá um efeito neutro e cobrirá de maneira perfeita os gastos com TOE, pode-se concluir que o novo mecanismo terá algum efeito na medida em que o IGP-M se descolar do IPCA, fazendo com que o IAPB seja diferente do IGP-M e produzindo um Xa diferente de zero.

É de se esperar, portanto, que a metodologia proposta não tenha significativo efeito prático se considerarmos que, no longo prazo, IGP-M e IPCA devam convergir e apresentar taxas

semelhantes de variação⁸. Esta tendência já vem sendo verificada e em novembro de 2003 o IGP-M apresentava uma variação acumulada no ano de 7,91%, contra 8,46% do IPCA.

- Conclui-se que a medida não corrige desequilíbrios econômicos e financeiros de curto prazo decorrentes de diferenciais entre as variações de custo e de produtividade da empresa e da média do setor (ou da economia), já que a introdução do IPCA da maneira como foi feita não cumpre este papel.
- Para captar com maior precisão a variação dos custos com MO do setor, o mais correto seria adotar um sub-índice específico. Esta alternativa, no entanto, ainda tem como desvantagem a diluição de incentivos já que se aproxima mais de uma regulação pelo custo.
- O recomendado, a fim de manter a consistência com uma regulação por incentivos, é considerar as variações entre os componentes de custo e o IGP-M como um elemento a que as empresas reguladas devem se ajustar. As variações para mais ou para menos podem ser incluídas na análise de sensibilidade do FCD elaborado na revisão tarifária periódica.
- Definido o EEF, o Fator X e a faixa de variação além da qual se caracteriza um desequilíbrio, diferenças significativas poderiam levar a revisões extraordinárias ou a mecanismos de partilha no estilo da regulação americana.

5 TRANSPARÊNCIA, COERÊNCIA E CONSISTÊNCIA DO FATOR X

O objetivo desta seção é resumir as principais conclusões das seções anteriores

⁸ Ver parecer do Prof. Juarez Rizzieri para a ANEEL na AP 03/2000. Este pode ser o caso dos países que elaboraram o arcabouço regulatório a partir da necessidade de privatização das concessionárias de serviços públicos.

organizando-as de acordo com os critérios definidos como cruciais para o aprendizado do processo regulatório e redutores de risco regulatório.

Como atributo da transparência adotou-se o critério de reprodutibilidade dos resultados. Por esse critério avaliou-se em que medida os resultados das intervenções tarifárias poderiam ser reproduzidos por agentes independentes, isto é, não vinculados ao regulador ou a empresa regulada. Buscou-se identificar todos os procedimentos, identificando dados de entrada, parâmetros de cálculo e hipóteses de trabalho adotadas.

A reprodutibilidade não prescinde do julgamento discricionário do regulador, que escolhe as regras, mas que deve também fundamentar seus julgamentos específicos, método de escolha de parâmetros e de hipóteses de trabalho adotadas.

Além desse critério foram adotados outros dois critérios de avaliação, que podem ser resumidos como coerência e consistência. O critério de coerência procurou responder se os métodos empregados na determinação do Fator X são coerentes em relação aos mecanismos adotados em outras intervenções tarifárias. Caso tais métodos se possam manter ao longo do processo de regulação tarifária serão tratados como consistentes. Ou será que o regulador irá propor novos métodos de cálculo no futuro, mantendo as regras regulatórias indefinidas?

5.1.1 É possível, com base nas informações oferecidas, reproduzir os passos do regulador na determinação do Fator X?

- O aspecto em que se encontrou menor reprodutibilidade foi o uso da Empresa de Referência no processo revisório. Não há uma explicação sobre a forma como foram obtidos os parâmetros implícitos na definição de custos eficientes em vários processos. Não há clareza se quando a ANEEL aceita os coeficientes existentes na empresa e apenas ajusta para o custeio-padrão definido, ou se são adotados coeficientes-padrão definidos por uma empresa eficiente não especificada.

- A Empresa de Referência define os custos operacionais empregados na revisão ordinária, sendo ela determinante na definição do EEF resultante do reposicionamento tarifário, e seus coeficientes são empregados na determinação dos componentes X_e e X_a , mas não há uma metodologia explícita para determinação dos critérios de eficiência empregados pela ER. É fundamental que as empresas reguladas conheçam em detalhes o padrão de eficiência definido.
- Parte da assimetria de informações é mitigada pela capacidade da ANEEL de reconhecer custos incorridos pelas concessionárias. Ao adotar a Empresa de Referência isto não pode significar a substituição do controle de custos incorridos por um incentivo à adoção de custeio eficiente.
- O papel sinalizador do Fator X , de apontar para ganhos de eficiência a serem buscados no período regulatório, requer que seu anúncio seja feito de forma clara no início do período, e esta tem sido a prática adotada em todos os regimes de regulação por incentivos.

5.1.2 O cálculo de Fator X é coerente com os métodos empregados na definição das tarifas no reposicionamento tarifário?

- Como justificar o uso de taxas de crescimento vegetativo para o número de clientes ao mesmo tempo em que a ANEEL regulamentava os compromissos de universalização que as empresas teriam de cumprir?
- Esses compromissos não poderiam ser adequadamente contemplados no modelo de Fluxo de Caixa adotado na revisão?

- Se as perdas decorrentes da inflação forem suficientes para caracterizar um desequilíbrio mesmo assim elas seriam levadas ao final do período revisório?
- Até que ponto o Xe obtido reflete as economias de rede potenciais adaptadas à concessionária ou apenas retrata os parâmetros imputados da ER?
- Se o EEF inicial foi definido com base na ER e se os custos efetivos da empresa, devidamente reconhecidos pela ANEEL, forem muito diferentes qual o incentivo que está sendo produzido?
- Se o Xe reflete, na verdade, os ganhos de produtividade esperados da ER, tal fato não seria um problema para a manutenção do EEF estabelecido no reposicionamento ?
- No padrão de regulação por incentivos disseminado nos EUA, é comum encontrar os mecanismos de partilha de resultados, que foram disseminados antes mesmo da difusão da regulação por preço teto. Esse mecanismo é estranho a marco regulatório da distribuição de eletricidade no Brasil, e não é coerente com o Fator X.
- A utilização do Xc como instrumento *institucional e econômico* para emular um processo de competição por qualidade no setor de distribuição de eletricidade no Brasil é incompatível com o marco regulatório vigente.
- A aplicação consecutiva do Xc poderá provocar alterações significativas na taxa de retorno efetiva em relação àquela definida como custo de oportunidade do capital por ocasião da revisão periódica
- Mesmo se houver melhora expressiva dos indicadores de qualidade de uma empresa, o Xc poderá determinar uma penalidade para a empresa.
- O mecanismo do Xc estabelece um viés estratégico nas pesquisas de opinião dos

consumidores. Esse viés torna a aplicação do mecanismo de diferencial de satisfação do consumidor uma loteria e inviabiliza a adoção de outro mecanismo baseado no histórico da empresa.

- Conclui-se que o X_a não corrige desequilíbrios econômicos e financeiros de curto prazo decorrentes de diferenciais entre as variações de custo e de produtividade da empresa e da média do setor (ou da economia), já que a introdução do IPCA da maneira como foi feita não cumpre este papel.
- Para captar com maior precisão a variação dos custos com MO do setor, o mais correto seria adotar um sub-índice específico. Esta alternativa, no entanto, ainda tem como desvantagem a diluição de incentivos já que se aproxima mais de uma regulação pelo custo.
- O recomendado, a fim de manter a consistência com uma regulação por incentivos, é considerar as variações entre os componentes de custo e o IGP-M como um elemento a que as empresas reguladas devem se ajustar. As variações para mais ou para menos podem ser incluídas na análise de sensibilidade do FCD elaborado na revisão tarifária periódica.
- Definido o EEF, o Fator X e a faixa de variação além da qual se caracteriza um desequilíbrio, diferenças significativas poderiam levar a revisões extraordinárias ou a mecanismos de partilha no estilo da regulação americana.

5.1.3 Os métodos empregados na determinação no Fator X poderão ser mantidos para os futuros períodos revisórios.

- A adoção simultânea dos três componentes X_e , X_c e X_a contradiz a assunção de que o Fator X preserve o EEF.

- A adoção coerente do método do FCD na determinação do Fator X requer a utilização de um Plano de Negócios, resultado de um acordo em que estejam claros os compromissos impostos pelo regulador e os objetivos empresariais sejam explicitados pelo concessionário.
- A taxa de retorno de equilíbrio (*rwaac*) definida no reposicionamento tarifário, associada ao EEF de longo prazo, pode ser combinado com o método do FCD para se definir um limite inferior e superior de variação, dentro do qual não se considera desequilíbrio. Dentro dessa margem os riscos e retornos devem ser alocados ao concessionário. Fora dela devem ser compartilhados.
- O regulador deve admitir que a implantação do X_c é um erro conceitual e procurar regulamentar um sistema de penalidades e premiações pecuniárias pelo desempenho da qualidade requerida dos serviços, em que o IASC esteja presente, que não reproduza o viés estratégico. Esse sistema deve ser compatível com a manutenção do EEF da concessionária definido por ocasião da revisão periódica.
- A adoção do X_c , X_a e do recálculo anual do X_e parecem formas indiretas de adoção de um mecanismo de partilha de resultados durante o período tarifário e não de um período para outro.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O aperfeiçoamento do processo regulatório requer que o conceito e o valor do EEF determinado na revisão periódica sejam compatíveis com aquele determinado pelo método do FCD. A adoção de um valor provisório para a base de remuneração, definido como uma parcela do ativo imobilizado, não identifica o montante do capital de giro que corresponde a 1/12 da receita requerida no modelo do fluxo de caixa. Pelos valores apresentados nas notas

técnicas das distribuidoras não é possível reproduzir o procedimento adotado pela ANEEL.

A adoção simultânea dos três componentes X_e , X_c e X_a não pode atender a definição de EEf expressa pelo Modelo de FCD, pois se o EEf é válido para X_e , não o será caso um dos outros dois componentes seja diferente de zero, visto que não se define qualquer margem de variação desse valor.

Os componentes X_c e X_a fazem com que o fator X varie anualmente. Além disso, o recálculo do X_e também provocará alterações de X dentro do período revisório, trazendo uma forte diluição de incentivos à busca de eficiência pelo encurtamento do horizonte de cálculo da concessionária.

A aplicação do componente X_c , baseado no IASC, deve ser eliminada do cálculo do Fator X , tanto pelo argumento do parágrafo anterior, como pela sua inconsistência associada ao viés estratégico que introduz na pesquisa de opinião. Para preservar o IASC como instrumento de avaliação do desempenho das concessionárias um outro sistema de prêmios e penalidades pode ser estabelecido.

A introdução do X_a não garante a correção automática dos desequilíbrios de curto prazo decorrentes do descolamento do IGPM e custos salariais, mas introduz um elemento de risco regulatório a substituir o índice de reajuste contratual sem expressa renegociação da cláusula.

A metodologia proposta pode ser bastante aperfeiçoada se o Modelo do FCD for ampliado para contemplar um Plano de Negócios Acordado para o período revisório e a ER, nos termos da yardstick competition, puder ser comparada com parâmetros de empresas efetivas. A falta de transparência na obtenção dos parâmetros da ER compromete a abordagem regulatória adotada pela ANEEL.