



**XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SENDI 2012 - 22 a 26 de outubro
Rio de Janeiro - RJ - Brasil**

Rodrigo Santana
Agência Nacional de Energia Elétrica
rodrigasantana@aneel.gov.br

REGIME ECONÔMICO-FINANCEIRO DA CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA QUE MODELO QUEREMOS?

Palavras-chave

contratos de concessão
reajuste tarifário
regulação por incentivo; pricecap e revenue cap

Resumo

O objetivo deste trabalho é iniciar o processo de discussão sobre o regime econômico-financeiro mais adequado ao setor de distribuição de energia elétrica frente à evolução do marco regulatório vigente. Para isso, o trabalho está dividido em cinco seções. Na primeira é feita uma introdução passando brevemente pelo início do processo de privatização até a celebração dos primeiros contratos de concessão. Na seção seguinte, apresenta-se a fundamentação teórica da regulação por incentivos. Por sua vez, a terceira seção visa na análise do atual método de reajuste tarifário e sua mutação ao longo dos anos. Na quarta seção, as recentes inovações na regulação do mercado brasileiro levam a proposição de adoção de um regime de revenue cap. Por fim, na última seção, é apresentada a conclusão onde se evidencia a necessidade de ampliação desse debate haja vista a celebração dos novos contratos de concessão que se iniciarão a partir de 2015.

1. Introdução

A partir da década de 1990 o setor de infraestrutura no Brasil foi marcado por um significativo período de privatizações. Esse modelo foi materializado com a Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990, posteriormente revogada pela Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, que criou o Programa Nacional de Desestatização - PND, onde o setor elétrico compôs o rol do processo de desestatização, sobretudo no segmento de distribuição de energia elétrica.

Para isso, foi editada a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que estabeleceu as normas de licitações das concessões de serviços públicos. Determinou, inclusive, que a concessão deve reger-se pelas cláusulas indispensáveis do contrato a ser firmado entre a União e o concessionário.

Observa-se que o contrato de concessão buscou estabelecer uma série de regras complementares à legislação

aplicável, uma vez que este é o instrumento legal que vai definir o serviço concedido, além de delimitar o tempo e a forma de exploração da atividade e estabelecer os direitos e obrigações do outorgante, do concessionário e dos usuários do serviço (ARAGÃO, 2008).

Tendo em vista que a partir de 2015 se iniciam novas concessões ou prorrogações do serviço de distribuição de energia, entende-se como oportuno e conveniente a ampliação deste debate e a análise do atual contrato de concessão frente a práticas modernas de regulação por incentivo.

Nesse sentido, o objetivo deste trabalho é iniciar o processo de discussão sobre o regime econômico-financeiro mais adequado ao setor distribuição de energia elétrica frente à evolução do marco regulatório vigente. Para isso, o estudo perpassa as cláusulas contratuais econômico-financeiras, onde se definiu o método de reajuste tarifário aplicado ao segmento de distribuição de energia elétrica. Com isso, espera-se que este trabalho venha trazer uma contribuição prática para a regulação do setor visando identificar pontos de aperfeiçoamento que podem ser implementados nos novos contratos de concessão de distribuição.

Este artigo está dividido em cinco seções. A seção seguinte aborda aspectos conceituais e a fundamentação teórica do estudo. Posteriormente, apresenta-se brevemente o método de reajuste tarifário conjugada com normas complementares, frente ao regime de regulação por incentivos. Já na quarta seção, tem-se a proposição de alteração do regime regulatório, em virtude da evolução do setor ao longo dos últimos anos e das mudanças ocorridas no ambiente regulatório e por fim a conclusão.

2. Desenvolvimento

2.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA³

O setor de energia é caracterizado pela existência de monopólio natural. Segundo Varian (2006) o monopólio natural ocorre quando se tem investimentos afundados – significativos custos fixos denominado na literatura como *sunkcost* – e, por outro lado, baixos custos marginais. Nessa estrutura de mercado, em que a empresa opera na curva de custo marginal decrescente, caracterizam-se os ganhos de escala e de escopo do negócio. Ressalta-se, entretanto, que o monopólio, por si só, gera ineficiência econômica, devido ao peso morto, não maximizando o bem estar social (PINDICK, 2002).

Diante dessa falha de mercado, do ponto de vista econômico, é que se justifica a criação das Agências Reguladoras. A função objetivo da regulação seria corrigir esta falha e maximizar o bem-estar social. Entretanto, como salienta Mueller (2001), ao tentar resolver esse problema, outras restrições vão surgindo, sendo a informação assimétrica a principal delas. A assimetria de informação surge pelo fato de o regulador não ter informação dos reais custos da firma – caracterizada pela seleção adversa – e não saber o nível de esforço empreendido pela operadora – risco moral (MUELLER, 2001). Por um lado, a firma tem fortes incentivos em elevar seus reais custos, a fim de que o regulador sobrevalorize as tarifas, dado que os custos de monitoramento são elevados e que seus custos serão cobertos a concessionária não tem incentivos a se tornar eficiente.

Diante desses fatos, o regulador deve estabelecer regras que incentivem a operadora da concessão a revelar as informações mais fidedignas possíveis. Para isso, a doutrina econômica considera justificado que o regulador deixe que a operadora aproprie de certas rendas (MUELLER, 2001). Uma forma de resolver esse problema de informação assimétrica é utilizar regimes regulatórios que não se baseiam em custos reais, mas em regulação por incentivos.

Do lado de regimes regulatórios por incentivos tem-se o *pricecap*, que é um modelo de regulação desenvolvido por Michael Beesley, Colin Robinson e Stephen Littlechild, do Institute of Economic Affairs, da Inglaterra, e inicialmente empregado na regulação da telecomunicação britânica. (LITTLECHILD, 1983). Desde então, este modelo vem sendo amplamente empregado em substituição ao modelo do *costplus*. (BEESLEY; LITTLECHILD, 1989).

O *pricecap* consiste basicamente na aplicação de tarifas máximas definidas nos processos de revisões tarifárias periódicas e reajustes anuais. Estes visam garantir a manutenção do poder de compra das tarifas, que são corrigidas anualmente por um índice de inflação (*RPI – Retail Price Index*) menos um Fator X, que é fixado pelo regulador como meta de produtividade a ser atingida pela concessionária no período entre as revisões tarifárias. Eventualmente, é adicionado um termo Y representando choques específicos não considerados no índice de inflação. Assim, esse mecanismo é conhecido como: $RPI - X + Y$ (LAFFONT; TIROLE, 1993).

Na mesma linha, tem-se os modelos de *revenuecap*, que basicamente se diferenciam do *pricecap* no que se refere à transferência de risco de mercado para os consumidores, uma vez que no *pricecap* tanto o risco de variação de mercado como de variação de preço são transferidos do consumidor para a firma, ao contrário do que ocorre no regime pelo custo. Nesse modelo de receita teto o regulador garante uma receita de equilíbrio que vigorará durante o lag regulatório independente do movimento de mercado. Segundo Brown (2009), pode-se ter um regime de *revenuecap* puro ou ajustado. O modelo ajustado assegura que as tarifas podem ser ajustadas em intervalo de tempo pré-determinado para compensar perdas e ganhos, enquanto que no modelo puro o teto de receita requerida não sofre ajustes.

Ambos regimes de regulatórios podem utilizar regras de incentivos baseados, por exemplo, na regulação por comparação. Aqui se destacam os modelos de *yardstick competition* e de *benchmarking*. O primeiro é um esquema de regulação por incentivos desenvolvido por Shleifer (1985). O modelo baseia-se em uma competição virtual entre monopólios naturais que atuam num mesmo setor. O regulador estabelece padrões de avaliação do desempenho de firmas similares com base na média dos custos incorridos, de tal forma que a remuneração de uma firma dependa do seu desempenho em relação às outras. As hipóteses básicas do modelo são: ausência de colusão entre as firmas e estruturas de custos semelhantes.

Já as técnicas de *benchmarking* visam identificar ou estimar a fronteira de eficiência das empresas do setor regulado. Da mesma forma do modelo anterior, o objetivo é induzir a competição entre as empresas, por meio de um esquema de incentivos de punição e premiação. Segundo Jamasb e Pollit (2001), as fronteiras de eficiência podem ser calculadas por meio de métodos paramétricos, *Corrected Ordinary Least Square – COLS* e *Stochastic Frontier Analysis – SFA* – baseados em procedimentos estatísticos -, e não paramétricos, *Data Envelopment Analysis – DEA* – baseado em programação matemática.

2.2 REGULAÇÃO POR INCENTIVOS - SETOR DE DISTRIBUIÇÃO

A. Regime econômico-financeiro.

No Brasil, o regime regulatório empregado no segmento de distribuição de energia é o *price cap*. Entretanto, para se chegar ao preço máximo há uma combinação de regras regulatórias baseadas no custo do serviço, juntamente com regras de incentivo.

Dentro do marco legal das privatizações, inserem-se as leis, regulamentos e o próprio contrato de concessão a ser celebrado entre o poder concedente e o concessionário. Como salienta Aragão (2008), a Lei nº 9.427/96 definiu o serviço pelo preço como o regime econômico-financeiro a ser aplicado nas concessões de serviço público de energia, permitindo a apropriação de ganhos de eficiência e competitividade pela empresa.

Esse regime, conforme visto anteriormente, tem como característica o incentivo à eficiência, uma vez que a concessionária se apropria, até a revisão tarifária seguinte, da receita que exceder a receita requerida da cobertura dos custos regulatórios para o provimento do serviço adequado.

O método de cálculo do reajuste tarifário anual adotado no Brasil consta da Cláusula Sétima dos Contratos de Concessão de Distribuição, celebrados pela União, por intermédio da ANEEL. Na seção seguinte se

apresentará um resumo dos principais pontos de um reajuste tarifário.

B. Cálculo Tarifário.

O método de cálculo tarifário agregou os custos que compõem a cadeia produtiva do setor elétrico em dois grandes componentes denominados de Parcela “A” – custos de terceiros - e de Parcela “B” – custos próprios da distribuidora. O somatório dessas duas parcelas recebeu o nome de Receita Anual ou de Receita Requerida, neste último caso quando se trata de revisão, naquele, de reajuste tarifário. A partir daí processa a abertura das tarifas dividindo a receita pelo mercado de referência dos 12 meses anteriores aplicado à estrutura tarifária.

O contrato de concessão estabelece que as tarifas iniciais, em conjunto com as regras de reajuste e revisão das tarifas, são os instrumentos utilizados para a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

O equilíbrio econômico-financeiro do contrato é a relação inicial existente entre as obrigações do concessionário e a sua remuneração. Conforme artigos 9º e 10 da Lei nº. 8.987/1995, sempre que forem atendidas as condições do contrato considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro, e o poder concedente não só não pode alterar unilateralmente essa relação como também deve preservá-la quando da alteração unilateral de cláusulas regulamentares.

Observa-se que, pelo contrato de concessão, as distribuidoras assumem o risco da demanda, o que é natural no regime jurídico do serviço pelo preço. Portanto, se há variações positivas do mercado, elas auferem ganhos, enquanto perdem no caso de reduções de mercado. Ocorre que, por outro lado, os riscos de aumentos exógenos nos custos, que teoricamente num regime de preço-teto deveriam ser transferidos do consumidor para a firma, foram mitigados pela introdução da Conta de Compensação de Variação de Custo de Itens da Parcela A - CVA .

Nesse sentido, a seção seguinte apresenta a mutação lenta e gradual que ocorreu no regime regulatório brasileiro.

C. Mitigação do Risco – do PriceCap ao Regime Híbrido.

Com a assinatura dos primeiros contratos em 1995 e 1996, observa-se que as tarifas fixadas na época garantia o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e as regras vigentes não previa qualquer ajustamento compensatório em virtude de variações de mercado e de preço. Como apresentado na seção II, essas variáveis, em um regime de incentivos, são transferidas do consumidor para a firma. Ocorre que isso gerava um problema quando havia aumento excessivo dos custos de terceiros e ameaçava o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, uma vez que, no princípio, o contrato não previu o termo de ajustamento “Y”. Fazendo uma adaptação do modelo apresentado por Laffont e Tirole (1993) para o pricecap ($RPI - X + Y$), o Brasil previu o $IGP-M - X$, de forma que não havia compensação decorrente de variáveis exógenas que poderiam ser representadas no termo “Y”.

O problema foi que o Brasil estava saindo de um período inflacionário no início dos anos 90 e a incerteza que se tinha ao investir em infraestrutura ainda era relativamente alta. Como não se previu ajustamento de variáveis exógenas no método de reajuste, o primeiro choque foi sentido no ano de 1999. Na ocasião houve uma elevação significativa do dólar, que impactou no custo de aquisição da energia proveniente de Itaipu, sem a respectiva cobertura tarifária, o que ensejou numa Revisão Tarifária Extraordinária.

No mesmo sentido, com a oferta insuficiente de energia que levou ao racionamento de consumo no ano de 2001, por meio do Programa Emergencial de Racionamento de Consumo de Energia Elétrica – PERCEE, a cobertura tarifária necessária para honrar os custos não foi arrecadada em virtude da redução de demanda do mercado consumidor. Com recursos insuficientes para a cobertura de custos tanto de Parcela “A” como “B”, o que poderia acarretar uma inadimplência generalizada em toda cadeia do setor, foi realizada, no âmbito do Acordo Geral do Setor Elétrico, a Recomposição Tarifária Extraordinária, por meio da Lei nº 10.438, de 29 de abril de 2002.

A ocorrência desses dois eventos foram os motivadores para a criação de um mecanismo que anulasse o risco das variações de preço no que se refere a itens de custo da Parcela “A” não concatenados com a data do processo tarifário.

Nesse sentido, em virtude da Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001, foi criada, por meio da Portaria Interministerial MF/MME nº 296, de 25 de outubro de 2001, posteriormente revogada pela Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA. Seu objetivo foi de minimizar efeitos financeiros que ocorrem devido a variações verificadas nos preços de custos relativos à Parcela “A”: encargos setoriais, transmissão e energia comprada no intervalo entre reajustes e de evitar possíveis revisões extraordinárias.

Ressalta-se, entretanto, que no caso da energia comprada a CVA foi instituída somente a partir de 2004, com a edição do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamentou a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e também determinou a celebração de aditivos contratuais a fim de que a variação dos custos de energia também fosse considerada nos processos de reajuste tarifário. Isso se deu, pois a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, que estabeleceu a livre negociação de compra e venda de energia elétrica entre concessionários, denominados contratos bilaterais, estabeleceu também que a partir de 2003, que as empresas deveriam reduzir a compra de energia proveniente dos Contratos Iniciais. Ocorre que a energia adquirida bilateralmente era mais cara que a dos Contratos Iniciais e, desse modo, à medida que substituía os contratos iniciais pelos bilaterais não havia cobertura tarifária, uma vez que os contratos, até então, não permitia considerar o custo de aquisição de energia que a distribuidora incorreria no ano posterior ao reajuste em processamento. Observa-se que a mesma Lei nº 10.848/2004 foi a que estabeleceu a aquisição de energia pelas distribuidoras por meio de leilões no Ambiente de Contratação Regulado.

Observa-se que, gradualmente, o risco de variação de preço foi mitigado iniciando-se nos encargos setoriais, transmissão e posteriormente na energia comprada por meio do mecanismo da CVA, sem considerar a variação de mercado. Outro fato relevante deve-se ao termo aditivo que ocorreu em 2005, a fim de atender ao Decreto 5.163/2004. A partir de então, ficou assegurada, ao menos no momento inicial, a receita para cobrir os custos regulatórios nos processos de reajuste. Tratou-se de uma mudança substancial, tendo em vista que até então os reajustes tarifários eram utilizados apenas para atualizar as tarifas de equilíbrio definidas no momento da revisão. Além disso, em 2010 foi celebrado outro termo aditivo que, agora, anulou o risco de mercado para os encargos setoriais.

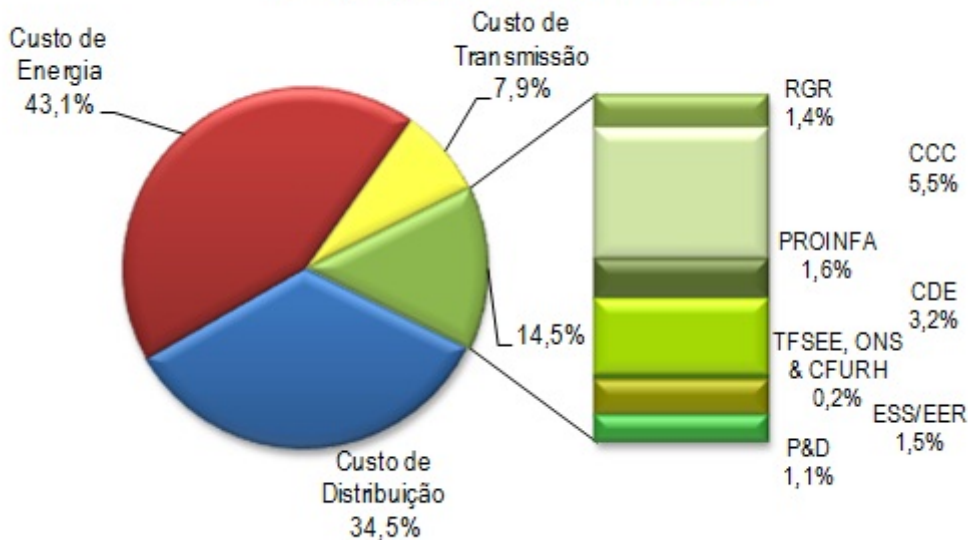
Pode ser observado que ao longo do tempo a regulação foi se afastando do regime de *pricecap*, originalmente proposto, e atualmente apresenta-se um modelo de regulação completamente híbrido. Isso leva a um novo repensar sobre qual o modelo de regulação mais adequado ao mercado de distribuição brasileiro, que é o objeto da próxima seção.

2.3 REGIME REGULATÓRIO PARA OS PRÓXIMOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO

Tendo apresentado os fundamentos teóricos da regulação econômica aplicado em mercados com características monopolísticas e discorrido brevemente sobre o método de cálculo utilizado no setor de distribuição de energia, bem como sua evolução desde os primeiros contratos em 1996 até o momento, passa-se agora a apresentar pontos que podem ajudar no debate a cerca da definição do regime econômico-financeiro que atenda à nova realidade do setor.

Como se observou, ao longo dos anos o regime econômico-financeiro que previa uma aplicação mais pura do *pricecap* foi se distanciando desse modelo, por meio dos termos aditivos firmados e regulação complementar, de forma que hoje estamos diante de um regime composto por componentes de *pricecap*, de custo de serviço, parte com mitigação de risco de preço e parte com mitigação de risco de preço e mercado. O gráfico abaixo demonstra a composição de custo de uma distribuidora Brasil no ano de 2011, composta por 56 concessionárias, que ajudará a melhor compreender a problemática do assunto.

Composição da Receita sem Tributos



Observa-se que 14,5% da composição total da receita, correspondente aos custos de encargos setoriais, a regulação é pelo custo do serviço, onde se aloca a variação de preço e de mercado ao consumidor. Para o custo de energia, correspondente a 43,1%, pode-se dizer que estamos diante de um regime parcialmente pelo custo do serviço. Isso porque, para os custos de compra de energia, a regulamentação atualmente estabelece o repasse máximo de custo de aquisição deste insumo em até 103%. Apesar de haver um risco de sobrecontratação os valores da compra de energia são passthrough, ou seja, se reconhece no processo tarifário o mesmo valor do insumo adquirido. Para 7,9% da receita, que se refere aos custos de transmissão, o modelo é também parcialmente pelo custo de serviço, com o risco de preço alocado aos consumidores e de mercado para a distribuidora. Desse modo, observa-se que somente 34,5% da composição dos custos do setor, referente às atividades exclusivas de distribuição, é que se aplica o regime de price cap.

Além dessa mutação do regime econômico-financeiro ao longo dos anos há que considerar outros fatores recentes da regulação que levam a repensar que regime econômico-financeiro seria desejado para os próximos contratos de concessão de distribuição.

Por meio da Resolução Normativa nº 464, de 28 de novembro de 2011, a ANEEL aprovou a nova Estrutura Tarifária a ser aplicada ao setor de distribuição. Dentre as várias inovações trazidas por essa regulamentação, destaca-se a criação do sistema de bandeiras tarifárias e da modalidade tarifária horária Branca para a baixa tensão. Tendo em vista as várias alterações, há ainda uma incerteza quanto aos reais custos e benefícios que algumas proposições trarão ao mercado de distribuição. Notadamente, quanto à tarifa branca tem-se intensificado as discussões quando a eventuais perdas de receitas, tendo em vista seu caráter opcional e o seu desenho tarifário.

Aliado a isso, por meio da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, foi aprovada as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de excedentes. No mesmo sentido a dificuldade de se quantificar os custos e benefícios tornam também incerta o impacto da nova regulamentação na receita da distribuidora. Outras discussões quanto à implementação do smart grid, de medidores inteligentes e de sistema de pré-pagamento, também vão nessa direção.

Toda essa evolução recente do setor deve vir acompanhada também de aprimoramentos no regime econômico-financeiro da concessão. É preciso que a evolução do pensamento regulatório esteja integrada com as políticas setoriais a fim de maximizar a sinergia envolvida nos processos de forma que a sociedade se beneficie do estado regulador por meio do aumento do bem estar geral, que perpassa o setor elétrico.

Ocorre que no modelo de pricecap a função objetivo da empresa consiste em maximizar o lucro, por meio de redução de custo abaixo dos custos regulatórios, sujeito a algumas restrições como, por exemplo, a do

mercado e da estrutura tarifária, tendo em vista que o crescimento por si só do mercado não garante o crescimento proporcional da receita. Por outro lado, num modelo de revenuecap, enquanto a função objetivo da empresa é a mesma, a restrição do mercado e da estrutura tarifária é minimizada tendo em vista que a receita estará garantida.

Isso leva ao entendimento de que diante de um contexto inovador em que a regulação, principalmente no setor de distribuição, está passando as empresas estariam menos expostas ao risco diante de um modelo de receita garantida. O que por sua vez, pode levar a proposições de tarifas focadas em um conceito mais amplo sobre eficiência energética – seja de redução de consumo ou de melhora na curva de carga da rede – uma vez que não estariam sujeitas a possíveis perdas de receitas inerentes à inovação. O que a médio e longo prazo gera modicidade tarifária.

Essa mudança de paradigma está sendo aplicada ao modelo inglês. Em recente visita ao OFGEM o regulador ressaltou sobre a alteração que está ocorrendo no mecanismo de ajuste de preço na Inglaterra – migração do regime de pricecap para o de revenue cap. O OFGEM passou a utilizar o mecanismo denominado RIIO: Revenue = Incentives + Innovation + Outputs. O RIIO é semelhante a outros modelos de controle de preços, porém com mais foco no resultado e várias medidas relacionadas à inovação. O OFGEM estabelece a receita teto que a empresa deve receber durante o período de 8 anos. Entretanto, pode ocorrer alteração entre esse período caso fique comprovada a necessidade. O primeiro ciclo tarifário com o novo modelo para o setor de distribuição será entre 2015 e 2023. Destaca-se que para o setor de transmissão e de distribuição de gás o novo modelo já está sendo utilizado.

Diante desse contexto, há que se iniciar o debate e aprofundar nos estudos que venham a indicar o regime regulatório que atenda as inovações que se esperam ocorrer no setor de distribuição, a fim de garantir um desenvolvimento equilibrado entre as partes envolvidas neste processo e que venha agregar aumento do bem estar social.

3. Conclusões

O objetivo deste trabalho constituiu em apresentar elementos para se iniciar uma ampla discussão referente ao regime econômico-financeiro mais adequado ao setor de distribuição de energia elétrica frente à evolução do marco regulatório vigente.

Para isso, buscou-se confrontar as cláusulas econômico-financeiras do contrato de concessão e normas complementares com o atual regime regulatório e os fundamentos teóricos da regulação por incentivos.

Observou-se que ao longo dos últimos anos as cláusulas econômico-financeiras do contrato de concessão, especificamente onde se definem o método de reajuste tarifário, juntamente com outros comandos normativos, mitigaram o risco, inerente ao regime de preço-teto, que levou a uma migração para um regime regulatório híbrido, combinando regras de incentivo com outras de custo do serviço, seja parcial ou totalmente.

Ocorre que, paulatinamente, elevou a complexidade do processo de reajuste tarifário e aumentou o custo regulatório não só para a empresa, mas também para a sociedade. Não bastasse isso, se adentrou em minúcias de regulação que elevam a assimetria de informação e vai de encontro às práticas de regulação por incentivos, que é a de análise global em detrimento do foco em inúmeros procedimentos que tendem a elevar a possibilidade de erro e falhas no cálculo.

Dada a evolução do marco regulatório, principalmente em relação às inovações trazidas no âmbito da estrutura tarifária, microgeração de energia e perspectivas de implantação de medidores inteligentes, observa-se uma íntima relação entre o nível tarifário, onde se define a receita da empresa, e a estrutura tarifária. Alguns aspectos indicam que num regime de pricecap as distribuidoras possuem menor incentivo para implementar as inovações da regulação, uma vez que podem, ao menos de início, trazer perdas de receita para as empresas. Isso leva a sugerir que um regime regulatório de receita teto ajustada seria um modelo mais adequado ao mercado brasileiro para o sistema de distribuição, frente às inovações que se apresentam num curto horizonte de tempo.

Por sua vez, é importante destacar que pela própria natureza os contratos de concessão são imperfeitos, pois se referem a investimentos de maturação de longo prazo, caracterizados de custos afundados e que não são capazes de prever todas as contingências que o setor passará durante a execução da atividade concedida. Isso fica mais claro na medida em que se analisam as alterações contratuais ao longo do tempo e como o modelo pode sofrer ajustes em direção oposta ao regime regulatório originalmente concebido, dado os riscos que vão surgindo durante a relação contratual. Ressalta-se, entretanto, que isso faz parte de um processo de maturação dos diversos agentes envolvidos no setor e que deve ser visto como oportunidade para adequar regulamentações futuras, uma vez que a regulação no Brasil ainda é muito recente, frente às experiências em países mais desenvolvidos.

4. Referências bibliográficas

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=43&idPerfil=2>>. Acesso em: 27abr. 2012.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 464, de 28 de novembro de 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2011464.pdf>>. Acesso em: 27abr. 2012.

_____. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2011464.pdf>>. Acesso em: 27abr. 2012.

ARAGÃO, A. S. Direito dos serviços públicos. 2. ed. Rio de Janeiro: Forense, 2008.

BROWN, A. C. Distribution Tariffs and Energy Efficiency: Aligning Financial Incentives and Public Policy Objectives. In . Seminário Internacional de Estrutura Tarifária. Brasília, 2009

BATISTA, R. O. Debate sobre uma segunda prorrogação de concessões no setor elétrico sem licitação: verdades, meias verdades e pontos para reflexão. In: CASTRO, M. F.; LOUREIRO, L. G. K. (Orgs.) Direito da Energia Elétrica no Brasil: aspectos institucionais, regulatórios e socioambientais. Brasília: ANEEL, 2010. p. 139-174.

BEESEY, M. E.; LITTLECHILD, S. C. The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom. Rand Journal of Economics, v.20, n.3, p. 454-472, 1989.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm>. Acesso em: 27 abr. 2012.

_____. Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990. Cria o Programa Nacional de Desestatização. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L8031.htm>. Acesso em: 27 abr. 2012.

_____. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão de serviços públicos. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L8987cons.htm>. Acesso em: 27 abr. 2012.

_____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427cons.htm>. Acesso em: 27 abr. 2012.

_____. Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997. Altera procedimentos relativos ao Programa Nacional de Desestatização, revoga a Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9491.htm#art35>. Acesso em: 27 abr. 2012.

_____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm>. Acesso em: 27 abr. 2012.

_____. Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001. Estabelece exceção ao alcance do art. 2º da Lei no 10.192, de 14 de fevereiro de 2001. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/MPV/2227.htm>. Acesso em: 27 abr. 2012.

_____. Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002. Cria para efeito de cálculo do reajuste da tarifa de fornecimento de energia elétrica, a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, com o objetivo de registrar as variações ocorridas nos itens relacionados, dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bpri2002025.pdf>>. Acesso em: 27 abr. 2012.

JAMASB, T.; POLLIT, M. Benchmark and regulation: international electricity experience. *Utilities Polic*, v. 9, p. 107-130, 2001.

LAFFONT, J. TIROLE, J. A theory of incentives in procurement and regulation. Cambridge: MIT Press, 1993.

LITTLECHILD, S. C. Regulation of british telecommunications profitability. Department of Industry London. London: HMSO, 1983.

MUELLER, B. P. M. Regulação, informação e política: uma resenha da teoria política positiva da regulação. *Revista Brasileira de Economia de Empresas*, Brasília, v. 1, n. 1, p. 9-29, 2001.

OFGEM. RIIO: A new way to regulate energy networks, outubro de 2010. Disponível em: <<http://www.ofgem.gov.uk/Networks/rpix20/ConsultDocs/Documents1/Decision%20doc.pdf>>. Acesso em: 29 maio. 2012.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, A. L. Microeconomia. 5 ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2002.

SANTANA, R. Simplificação do método de reajuste tarifário do setor de distribuição de energia elétrica para os novos contratos de concessão. Brasília. 37 p, 2011.

SHLEIFER, A. The theory of yardstick competition. *Rand Journal of Economics*, v.16, n.3, p. 319-327, 1985.

VARIAN, H. R. Microeconomia: princípios básicos. 7 ed. São Paulo: Campus, 2006.

Energia² : Para maiores detalhes sobre novas licitações ou prorrogação ver o trabalho de Batista (2009) que trata do debate sobre uma segunda prorrogação de concessão no setor elétrico: verdades, meias verdades e pontos para reflexão. Ressalta-se, porém, que em ambos os casos, novas concessões ou renovação

Fundamentação Teórica³ : Este capítulo se baseia no trabalho sobre Simplificação do método de reajuste tarifário do setor de distribuição de energia elétrica para os novos contratos de concessão. (Santana, 2011)

Variação de Custo de Itens da Parcela A - CVA : Desde o ano de 2002 foi introduzido no marco legal a CVA, mediante a Portaria Interministerial MF/MME

Serviço : Antes da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, as distribuidoras eram obrigadas a contratar somente 80% do seu mercado, sendo o restante exposto ao mercado de curto prazo. Além disso, a relação entre as distribuidoras e geradoras eram livremente negociadas, o que também mudou com a reformulação do modelo a partir de 2004

Regulamentação : A concessionária está obrigada a atender 100% de seu mercado de fornecimento de energia, admitindo uma sobrecontratação em até 3%, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 255, de 6 de março de 2007.

Tensão : Detalhes acessar Notas Técnicas e o Proret - 7 disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2011464.pdf>

Utilizado : Para maiores detalhes consultar RIIO: A new way to regulate energy networks (OFGEM, 2010). Disponível em:
<http://www.ofgem.gov.uk/Networks/rpix20/ConsultDocs/Documents1/Decision%20doc.pdf>