

NOVA ETAPA DE REVISÕES TARIFÁRIAS COMEÇA EM ABRIL

Metodologia proposta pela Aneel para revisões tarifárias, que começam no mês de abril, sugere que se leve em conta a qualidade do serviço quando se comparam os custos operacionais das distribuidoras



começará em 22 de abril de 2015 a nova etapa das revisões tarifárias, processo realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), geralmente a cada quatro anos, segundo estabelecido no contrato, com o objetivo de analisar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão das distribuidoras de energia elétrica. A primeira concessionária a passar pela revisão será a Companhia Energética do Ceará (Coelce). Ainda este ano terão suas tarifas recalculadas seis distribuidoras: AES Eletropaulo, Eletras Elétricas do Pará (Celpa),

Elektro, Piratininga, EDP Bandeirante e DME Distribuição.

O processo de revisões teve início, na realidade, em novembro de 2013, com uma consulta pública por parte da Aneel, almejando obter da sociedade sugestões de como aprimorar a metodologia. Em agosto de 2014, a agência organizou uma audiência pública, em que apresentou os critérios e a metodologia geral que pretende adotar nas revisões. O passo seguinte aconteceu no dia 29 de janeiro deste ano, com a realização de uma segunda audiência pública, na qual

a Aneel tinha a intenção de apresentar os parâmetros que deseja utilizar para implementar, na prática, os critérios e os princípios debatidos no ano passado. Até o término desta reportagem, a audiência não havia ocorrido.

Conforme o especialista em Assuntos Econômicos e Regulatórios do Instituto Acende Brasil, Richard Lee Hochstetler, são várias e importantes as inovações apresentadas pela Aneel nesta nova metodologia. Entre as mais relevantes, Hochstetler destaca o fim da noção dos ciclos tarifários. Isto porque, até o terceiro



ciclo, realizado entre 2011 e 2014, a agência revia toda a metodologia para depois aplicá-la de forma uniforme na revisão de tarifa de todas as distribuidoras. Agora, tal procedimento já não é mais possível, segundo o especialista, porque a duração do ciclo tarifário varia de concessionária para concessionária, de forma que as revisões já não estão mais encadeadas em um determinado período de tempo. "Além disso, a metodologia está sendo consolidada de forma que alguns componentes das tarifas possam ser revisados com

menor frequência, o que contribui para a estabilidade regulatória", complementa. A Aneel informa que as mudanças serão efetuadas com o intuito de tornar o processo mais efetivo e eficaz.

Hochstetler ressalta ainda como novidade a simplificação proposta para o compartilhamento de receitas advindas de outras atividades exercidas pela distribuidora, que a Aneel denomina "Outras receitas". Para ele, "esse é um aspecto importante que pode vir a contribuir bastante para a modicidade tarifária em longo prazo". Segundo

o especialista, as concessionárias de distribuição dispõem de grande capilaridade, o que permite que elas possam competir na prestação de uma grande gama de outros serviços.

Caso seja assegurada a premissa de que esses outros serviços não venham a prejudicar a distribuição de energia elétrica, a Aneel deveria permitir, de acordo com Hochstetler, que as concessionárias atuassem nessas atividades, compartilhando com o consumidor parte da receita obtida. "Mas para que isso aconteça e para que os

incentivos sejam suficientes é importante estabelecer regras claras e estáveis”, assegura o especialista, declarando que as regras de compartilhamento de “Outras receitas” apresentadas pela Aneel na nota técnica 403/2014 evoluem nesse sentido, ao estabelecer um percentual fixo de compartilhamento de receitas pelo prazo de oito anos.

Fator X – indicadores de qualidade

Uma das mais relevantes proposições da Aneel para a nova metodologia das revisões tarifárias trata-se da introdução

ultrapassagem dos limites mínimos de qualidade estipulados pela Aneel eram estabelecidos sem levar em conta os custos associados à melhoria da qualidade. “A integração da regulação da qualidade e das tarifas era algo muito necessário”, afirma. Segundo Hochstetler, é essencial levar em conta a qualidade do serviço quando se comparam os custos operacionais das distribuidoras, assim como é importante considerar a evolução da qualidade na definição do fator X, para premiar com uma receita maior as distribuidoras que aprimoram a qualidade dos seus serviços e punir com receita menor aquelas que

afirma o especialista do Instituto Acende Brasil.

Para o cálculo do componente Q do fator X, a Aneel sugere empregar a DEC e a FEC, além de indicadores da qualidade do teleatendimento e de pesquisas de opinião da qualidade do serviço. Sendo que os componentes terão pesos distintos: a DEC representará 50%, a FEC 20% e os outros indicadores referentes à qualidade do atendimento comercial representarão 30%.

Segundo o engenheiro eletrícista, diretor-presidente do Instituto Brasileiro de Economia e Finanças (Ibecon) e consultor técnico para assuntos regulatórios do Conselho de Consumidores das concessionárias, Jenner Ferreira, esta diferenciação de peso por parte da Aneel ocorreu justamente porque as concessionárias investem muito mais na melhoria da frequência da energia elétrica fornecida, para impedir que aconteça a interrupção de energia – o que é medido pela FEC –, do que na duração, ou seja, em tecnologias e ações com o objetivo de solucionar com mais rapidez os problemas ocorridos – medido pela DEC.

Ainda em relação ao fator X, vale ressaltar a discussão em torno do componente Pd, que visa a promover o repasse dos ganhos de produtividade esperados ao longo do período tarifário para o consumidor. Deve-se destacar que o fator X é distinto para cada distribuidora, refletindo as diferentes estruturas de custos e mercados das concessionárias. No que se refere à AES Eletropaulo, por exemplo, a Aneel havia estipulado na audiência pública do ano passado, um componente Pd de 2,04%, que, posteriormente, foi revisado para 1,64%. Valor ainda bastante acima do 1,11% desejado pela distribuidora.

De acordo com o especialista do Instituto Acende Brasil, o importante é

É essencial levar em conta a qualidade do serviço quando se comparam os custos operacionais das distribuidoras, assim como é importante considerar a evolução da qualidade na definição do fator X para premiar com uma receita maior as distribuidoras que aprimoram a qualidade dos seus serviços e punir com receita menor aquelas que permitem a piora dos serviços prestados.

de indicadores de qualidade no benchmarking dos custos operacionais e no cálculo do fator X, índice fixado pela Aneel, cuja função é repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária derivados do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes. O fator X é calculado pela soma dos ganhos de produtividade da atividade de distribuição (Pd), da qualidade do serviço (Q) e da trajetória de custos operacionais (T).

O especialista do Instituto Acende Brasil explica que, até o momento, as metas de qualidade e as punições por

permitem a piora dos serviços prestados.

Neste ponto, devem-se destacar os indicadores Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC), importantes para a avaliação da qualidade dos serviços das concessionárias. A proposta da Aneel é de que somente o DEC e as perdas não técnicas sejam contempladas no benchmarking dos custos operacionais. “Isso faz sentido, uma vez que a duração da interrupção está relacionada principalmente ao dimensionamento das equipes de reparos, o que impacta diretamente os custos operacionais”,

que o valor reflita de forma fidedigna à realidade. "Se esse componente for estabelecido em patamar acima dos ganhos de produtividade efetivamente obtidos pela concessionária, o consumidor desfrutará de tarifas mais baixas nos primeiros anos, mas depois será prejudicado porque as concessionárias sofrerão um gradual estrangulamento financeiro que comprometerá a sua sustentabilidade econômico-financeira", afirma. Por sua vez, isto implicará perda de qualidade, podendo levar a uma elevação ainda maior das tarifas no futuro.

o montante de investimentos realizados pelas distribuidoras na prestação de serviços que será coberto pelas tarifas cobradas aos consumidores.

Na primeira leva de notas técnicas da Aneel, o Wacc computado pela agência foi de 7,16%, menor do que o valor do ciclo passado. De fato, a tendência é da Aneel sempre reajustar o percentual para baixo. No primeiro ciclo, o Wacc foi fixado em 11,26%. Em seguida, caiu para 9,95%. E no terceiro ciclo, apresentou a maior queda, passando a 7,5%. Ante mais uma redução, algumas empresas de distribuição de energia

Para o engenheiro electricista, as concessionárias demandam uma taxa maior com base no que está correndo na atualidade, como o aumento da taxa de juros Selic, mas a proposta da Aneel é coerente na medida que leva em conta o histórico e não apenas o momento atual. "Manteria a metodologia e refletiria a queda dos juros que aconteceu no período todo", destaca o engenheiro, referindo-se ao tempo decorrido entre o terceiro e o quarto ciclo.

Na segunda etapa da audiência pública, que aconteceu no final deste mês, não estava programada a discussão do Wacc, mas, para **Hochstetler**, não será surpresa se o índice vier maior do que o inicialmente computado. "O custo de captação de recursos financeiros elevou-se nos últimos anos e a perspectiva futura é de elevação ainda maior do nível atual", diz. Conforme o consultor, nos últimos anos houve deterioração da percepção de risco para se investir no setor elétrico brasileiro em razão das interferências políticas iniciadas pelo governo com a Medida Provisória 579. "Pagaremos o custo desta deterioração nos próximos anos", prevê.

Nesse sentido, explica o consultor, se o custo de capital regulatório for inferior ao custo real de captação, as concessionárias terão dificuldades para obter mais recursos no mercado, o que pode vir a comprometer a efetivação dos investimentos necessários e a rolagem da dívida das empresas.

Quanto a este possível aumento da Wacc impactar a tarifa de energia elétrica paga pelos consumidores, **Hochstetler** explica que, não obstante os gastos de capital representem metade dos custos da distribuição, os serviços de distribuição respondem por menos de um quarto da tarifa de energia e, portanto, seu efeito na tarifa final para o consumidor não será tão significativo. "Outros componentes, como o custo de aquisição de energia, o

Um dos pontos mais controversos das regras da nova rodada de revisões tarifárias é o estabelecimento do custo médio ponderado de capital, do inglês Weighted Average Cost of Capital (Wacc). Trata-se de um percentual calculado pela Aneel que incide sobre a base de remuneração da concessionária, que, por sua vez, é o montante de investimentos realizados pelas distribuidoras na prestação de serviços que será coberto pelas tarifas cobradas aos consumidores.

Custo médio ponderado do capital – Wacc

O consultor técnico para assuntos regulatórios do Conselho de Consumidores das Concessionárias, Jenner Ferreira, vê como um dos pontos mais controversos das regras o estabelecimento do custo médio ponderado de capital, do inglês Weighted Average Cost of Capital (Wacc). Trata-se de um percentual calculado pela Aneel que incide sobre a base de remuneração da concessionária, que, por sua vez, é

elétrica do país sugeriram um aumento da taxa, com porcentagem parecida ou até maior que a estipulada para o período 2011-2014.

Ferreira acredita que, como fruto do debate entre distribuidoras e a Aneel, pode até surgir um aumento do Wacc, mas algo reduzido bem próximo ao valor atual. Segundo ele, caso contrário, seria necessário mudar a metodologia do cálculo. O consultor afirma que, se dependesse dos consumidores por ele representados, o Wacc seria até menor, entre 6,9% e 7%.

uso das redes de transmissão de energia e, mais importante, os tributos e encargos, respondem por mais de 75% da tarifa de energia elétrica do consumidor final”, diz.

Bandeiras tarifárias

Enquanto as distribuidoras esperam as novas revisões, entrou em vigor em janeiro deste ano o sistema de bandeiras tarifárias, mecanismo que indica se a energia custou mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade, e repassa o custo para os consumidores. Tratam-se de três tipos de cores de bandeira, verde, amarelo e vermelha, como a dos semáforos. Estas são indicadas no mês anterior à cobrança. Quando a conta de energia vem com a bandeira verde, quer dizer que as condições de geração de energia são favoráveis e a tarifa não sofrerá nenhum acréscimo; a bandeira amarela significa condições menos favoráveis e que a tarifa aumentará R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos; já a bandeira vermelha sinaliza que o cenário é ainda pior e que a tarifa subirá R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos.

Como explica o professor do departamento de Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), Délberis Lima, o sistema de bandeiras tarifárias nasceu para solucionar os problemas das distribuidoras, que vêm pagando pelos despachos das usinas termelétricas realizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), em decorrência do baixo regime hidrológico. A concessionária paga duas vezes: uma pela garantia de disponibilidade da térmica e outra pelo combustível quando ela é acionada. Antes das bandeiras, este custo adicional pelo uso das térmicas era bancado pelas próprias concessionárias que só conseguiam repassar as despesas no ano seguinte, quando suas tarifas eram reajustadas. Agora, este custo será repassado mensalmente, aliviando

os gastos das distribuidoras e trazendo equilíbrio para o fluxo de caixa destas empresas.

O ponto controverso deste novo sistema para as concessionárias incide no caráter fixo da tarifa para cada submercado. Afinal, existem distribuidoras que contratam mais energia de termelétricas do que outras, mas o acréscimo tarifário será o mesmo para todas. “Então, para algumas ainda vai faltar dinheiro para cobrir todo o custo com as térmicas. Para outras pode até sobrar”, explica Lima. “Esta conta não vai fechar. Aliviará a distribuidora, mas provavelmente não vai

consumidor diz respeito à instabilidade trazida pelo sistema de bandeiras tarifárias no fluxo de caixa das indústrias, por exemplo. A economista especialista em Competitividade Industrial e Investimentos do Sistema Firjan, Tatiana Lauria, explica que a possível mudança de bandeiras de um mês para outro gera volatilidade de preços. “É preciso que as indústrias prevejam estes custos, que haja um equilíbrio”, afirma Tatiana, destacando que “as empresas irão se adaptar”.

Lima comenta que, anteriormente, para calcular o custo com energia elétrica, o consumidor multiplicava sua tarifa -

O sistema de bandeiras tarifárias nasceu para solucionar os problemas das distribuidoras, que vêm pagando pelos despachos das usinas termelétricas realizados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) em decorrência do baixo regime hidrológico.

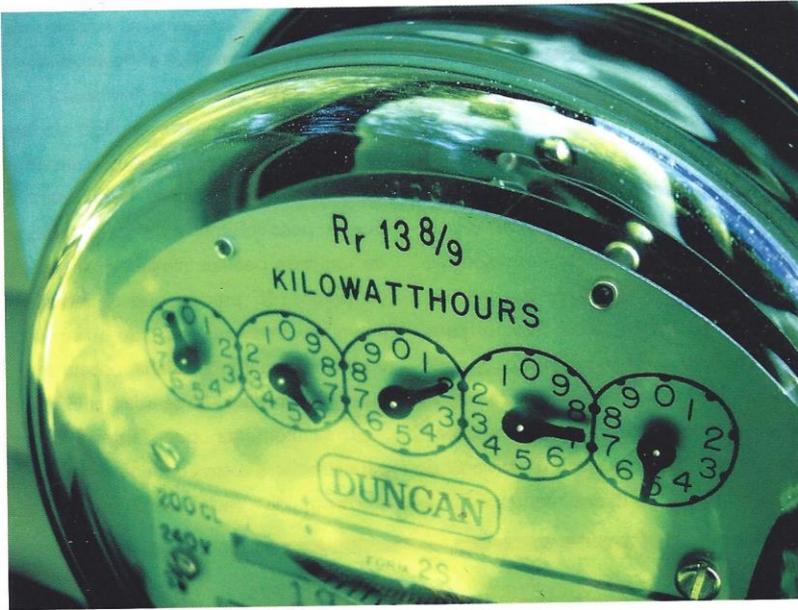
fechar 100%, tendo uma necessidade no próximo reajuste tarifário dessa conta ser reequilibrada”.

Da perspectiva do consumidor, o acionamento das bandeiras tarifárias também pode ser visto como positivo, segundo o professor da PUC-Rio, na medida que ele tem um sinal de preço associado à energia elétrica. “Quando a bandeira vermelha está acionada, por exemplo, significa que o sistema está realmente próximo do limite”, diz. Assim, o consumidor será induzido a consumir menos no período que a energia é mais cara. E isto aliviará a demanda e permitirá que o nível dos reservatórios possa se recuperar, fazendo com que se tenha mais geração hidrelétrica no futuro.

A parte negativa no que se refere ao

que era mais ou menos previsível – pelo consumo de energia. Dessa maneira, sabia o quanto ia gastar no ano e colocava este número como despesa certa. “Agora, a despesa não é tão certa assim. Ela pode ser um pouco maior, em função do acionamento das bandeiras”, diz.

Não obstante esta questão, Tatiana afirma que os grandes consumidores não são contrários às bandeiras tarifárias. Contudo, pleiteiam algumas modificações nas cobranças do adicional das bandeiras. Segundo a especialista do Sistema Firjan, as empresas pedem para que não seja cobrada a parcela dos impostos. No caso, da bandeira vermelha, o custo de R\$ 3,00 cada 100 kWh consumidos sobe para R\$ 4,12 cada 100 kWh. Para o professor da



PUC-Rio, esta solicitação dos grandes consumidores é bastante razoável, porque o sistema de bandeiras tarifárias veio para socorrer as distribuidoras e estes impostos seriam apenas um adicional que não impactariam no fluxo de caixa das concessionárias.

Altos custos da energia elétrica

Contando ou não com o aumento ocasional acarretado pelo advento das bandeiras tarifárias, a economista do Sistema Firjan alerta para o fato de que o custo com a energia elétrica está crescente. A expectativa é de que de 2014 a 2016 o aumento no custo da energia para as indústrias eletrointensivas chegue quase a 37%. "Custo crescente para um insumo importante. Isto afeta a competitividade das indústrias, que já saem perdendo na competição com as empresas do exterior. E isto é preocupante, porque é uma indústria que gera renda", declara Tatiana.

A fim de que os custos da energia elétrica não sejam tão impactantes, a economista recomenda que o Governo Federal realize uma desoneração tributária, por exemplo, no que se refere ao ICMS;

que volte a construir usinas hidrelétricas com reservatórios; que o processo de licenciamento ambiental se torne mais célere; e que haja mais investimentos em usinas nucleares e térmicas a carvão, cujo preço da energia é mais barato.

Obviamente, segundo Tatiana, tais questões (licenciamento ambiental e a volta de usinas com reservatórios) devem ser debatidas com a sociedade, pois tratam-se de assuntos complexos que envolvem a segurança energética do país, impactos ambientais e sociais, além do custo energético. Conforme a especialista em Competitividade Industrial e Investimentos do Sistema Firjan, atualmente, no que diz respeito às usinas com reservatórios, não há esta discussão. "Ela não faz mais parte nem do planejamento do Governo", afirma.

O professor da PUC-Rio, Délberis Lima, corrobora a opinião da economista. Segundo ele, de fato, o setor elétrico brasileiro tem perdido, ao longo do tempo, uma capacidade de regularização por conta da construção de usinas a fio d'água – sem reservatórios. Contudo, do mesmo modo, ele acredita ser esta uma questão complicada, em razão dos impactos ambientais decorrentes. "Maior segurança energética implicaria também

em maiores impactos ambientais, porque teria uma região maior sendo alagada. Então, é uma questão plausível, mas é delicada", destaca.

Sobre usinas térmicas movidas a carvão ou usinas nucleares, Lima comenta que não se trata de um exagero pensar neste tipo de fonte. Exatamente porque à medida que se aumenta a quantidade de usinas intermitentes, como hidrelétricas ou eólicas, cria-se a necessidade de usinas de reserva, que possam garantir energia firme quando, por algum motivo, estes empreendimentos não puderem gerar a energia necessária. "É óbvio que o tipo de fonte exatamente a ser utilizada deve ser estudado em função dos vários aspectos, desde o custo até o impacto no meio ambiente", explica o docente.

Entretanto, segundo Lima, o que se deve fazer para diminuir o custo de energia é investir em eficiência energética. "Há medidas que são possíveis de se implementar, desde a geração, transmissão, distribuição, até o nível do consumo, que podem induzir à maior eficiência". Por exemplo, a utilização de um sistema de iluminação mais eficiente; a aplicação de películas de escurecimento para vidros em janelas para minimizar a entrada de luz solar e conseqüentemente diminuir o consumo de ar condicionado; e o emprego de geração distribuída por meio de painéis fotovoltaicos para reduzir a dependência das empresas da energia elétrica oriunda de grandes usinas hidrelétricas.

Estas ações, conforme o professor da PUC-Rio, têm de ser induzidas pelo Governo Federal, seja por meio de incentivos fiscais ou por meio de uma tarifa variável. "As bandeiras tarifárias são uma sinalização buscando o consumo mais eficiente de energia elétrica", afirma. Contudo, de acordo com Lima, apesar dos estímulos precisarem partir do governo, as ações têm de ser tomadas pelos consumidores, pelas distribuidoras e pelos agentes do setor elétrico como um todo. **A**

