



MINISTÉRIO DA FAZENDA
Secretaria de Acompanhamento Econômico

Parecer Analítico sobre Regras Regulatórias nº 12 /COGEN/SEAE/MF

Brasília, 11 de novembro de 2009.

Assunto: Consulta Pública nº 57/2009, referente à obtenção de subsídios para definição da agenda regulatória da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL para o ano de 2010.

1- Introdução

1. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL publicou, no Diário Oficial da União de 9 de agosto de 2009 o Aviso de Consulta Pública nº 57/2009, por meio do qual a Agência procura obter subsídios e informações sobre os principais aspectos relacionados à regulação da distribuição de energia elétrica, com vistas à elaboração da agenda regulatória da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD para o ano de 2010.

2. A Nota Técnica nº 0119/2009-SRD/ANEEL, de 7 de outubro de 2009, que originou a Consulta Pública em apreço, agrupa as ações constantes na agenda regulatória da SRD/ANEEL em 3 macro-atividades:

- a. Regulação da qualidade da energia elétrica: qualidade do produto e dos serviços prestados;
- b. Regulação do acesso aos sistemas de distribuição: estabelecimento das condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e as conexões do sistema de distribuição;
- c. Regulação tarifária: cálculo dos Custos Marginais de Expansão das redes de distribuição necessários ao estabelecimento das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD.

3. Em sintonia com o princípio da publicidade da Administração Pública, a Consulta Pública pretende (i) colher subsídios da sociedade para uma correta identificação das atividades a serem reguladas pela SRD; (ii) definir as prioridades no cronograma da SRD; (iii) dotar de informações os agentes envolvidos na regulação dos serviços de distribuição de forma que possam se programar para as futuras Audiências e Consultas Públicas; e, (iv) possibilitar o recebimento de sugestões a serem eventualmente incorporadas nas futuras agendas regulatórias da SRD.

2 - Análise

4. Preliminarmente, cumpre sublinhar que os desdobramentos das macro-atividades regulatórias sugeridos pela SRD são relevantes e oportunos para o aperfeiçoamento dos serviços de distribuição de energia elétrica. Dentre eles, alguns temas eventualmente serão objeto de avaliação por parte desta Secretaria, que remeterá à ANEEL, conforme conveniência, subsídios e informações acerca das matérias passíveis de pronunciamento no âmbito das Audiências e Consultas Públicas a serem realizadas a partir do segundo trimestre de 2010.

5. Em acréscimo, valemo-nos da possibilidade aberta pela SRD para sugerir os temas descritos na seção seguinte, a serem tratados nas agendas dos anos vindouros, com vistas ao devido aprimoramento regulatório.

2.1 - Incentivos à promoção de programas de resposta de demanda (*demand response*)

6. A garantia da segurança do suprimento de energia elétrica está entre os objetivos a serem atingidos pelo novo modelo do setor elétrico brasileiro, orientado pelas Leis nº 10.847 e 10.848, ambas de 2004. Nessa linha, o incentivo à promoção de programas de resposta de demanda voltados ao consumidor final de energia contribui para a segurança do sistema, bem como para sua otimização.

7. O consumo de energia varia ao longo do dia. De uma forma geral, entre 18 e 22 horas o consumo atinge seus valores máximos. À parcela correspondente a três horas diárias consecutivas compreendidas nesse período - com exceção de sábados, domingos e feriados - convencionou-se designar horário de ponta¹. Cada concessionária escolhe seu horário de ponta de acordo com o perfil de suas cargas. Durante o horário de ponta, o custo de energia tende a aumentar consideravelmente em razão da necessidade de se acionar fontes geradoras adicionais de maior custo (a exemplo das termelétricas), ao tempo em que no horário fora de ponta as fontes geradoras permanecem com capacidade ociosa.

8. De acordo com a Resolução ANEEL nº 456, de 29 de novembro de 2000, as tarifas de energia elétrica são estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: grupo A e grupo B. As tarifas do grupo A destinam-se aos consumidores atendidos pela rede com tensão $\geq 2,3$ kV e subdividem-se, de acordo com os níveis de tensão², em A1, A2, A3, A3a, A4 e AS. As tarifas do grupo B aplicam-se aos consumidores atendidos pela rede de tensão inferior a 2,3 kV e subdividem-se, de acordo com classes e subclasses de consumo³, em B1, B2, B3 e B4.

9. Conforme a referida Resolução, a estrutura tarifária - entendida como o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativa de acordo com a modalidade de fornecimento - divide-se em convencional e horo-sazonal.

¹ Horários de ponta e fora de ponta são designados postos tarifários que representam, respectivamente, o período compreendido entre 18 e 21 horas dos dias úteis - maior consumo de energia - e as demais horas dos dias úteis, além dos sábados, domingos e feriados.

² A1: $t \geq 230$ kV; A2: $88 \text{ kV} \geq t \geq 138$ kV; A3: $t = 69$ kV; A3a: $30 \text{ kV} \geq t \geq 44$ kV; A4: $2,3 \text{ kV} \geq t \geq 25$ kV; e AS: para sistemas subterrâneos.

³ B1: classe residencial e subclasse residencial baixa renda; B2: classe rural e suas subclasses (agropecuária, indústria rural etc); B3: outras classes (industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio; B4: classe iluminação pública.

10. A estrutura tarifária convencional caracteriza-se pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica (R\$/kWh) e/ou de demanda de potência (R\$/kW) independentemente da hora do dia e do período do ano. A estrutura tarifária horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, conforme as horas do dia (horário de ponta e fora de ponta) e os períodos do ano (seco e úmido).

11. Para as unidades consumidoras do grupo A, a aplicação da tarifa horo-sazonal é compulsória quando atendidas pelo Sistema Interligado Nacional – SIN com tensão de fornecimento maior que 69 kV⁴. Nesse caso, o consumo de energia é estruturado tendo como sinalização a maior tarifa nos horários de ponta/seco relativamente aos horários fora de ponta/úmido.

12. Já os consumidores do grupo B sujeitam-se à tarifa convencional que incide sobre o consumo de energia e/ou demanda de potência. No caso dos consumidores do Grupo B, a tarifa é linear na cobrança, mas os custos envolvidos com o fornecimento no horário de ponta não o são.

13. Considerando-se o maior custo de geração nos horários de ponta, a impossibilidade de repasse desses custos às tarifas dos consumidores do Grupo B, além dos consequentes riscos para confiabilidade do sistema elétrico, torna-se interessante a proposição de iniciativas que tencionem a redução do consumo de energia elétrica nos horários de ponta. Os programas de resposta de demanda revelam-se mecanismos eficazes para a realização desse intento.

14. Segundo Kushler & York (2005)⁵, os programas de resposta de demanda geralmente apresentam-se divididos em duas categorias: resposta de carga e resposta de preço. O foco da resposta de carga é prover níveis de carga seguros a fim de manter a segurança do sistema. Compreende uma ampla gama de recursos que visam à suavização da carga nos horários de ponta. Exemplos típicos dos programas de resposta de demanda com foco na carga são os programas de interrupção e corte de energia⁶.

15. A resposta de preço centra-se, especialmente, nas tarifas dinâmicas ou tarifas diferenciadas no tempo (horo-sazonais), tais como *Critical Peak Pricing* (CPC), *Real-Time Pricing* (RTP) e Time-of-Use (TOU).

16. A experiência internacional demonstra forte expansão do uso de recursos voltados para a resposta de demanda a diversos tipos de incentivos que objetivam, em última instância, a redução do consumo de energia em horário de ponta. Os programas de resposta de demanda buscam prover aos consumidores novas opções para redução dos seus gastos com energia, à medida que contribui para (i) a suavização da curva de carga (*flatter load*) das concessionárias;

⁴ Apenas as unidades consumidoras do grupo A com tensão menor que 69 kV, demanda contratada menor que 300 kW e que não tiverem feito opção pelas tarifas horo-sazonais azul ou verde podem optar pela estrutura tarifária convencional.

⁵ KUSHLER, Martin. YORK, Dan. Exploring the relationship between demand response and energy efficiency: a review of experience and discussion of key issues. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE), 2005. Disponível no link: <http://www.aceee.org/pubs/u052.pdf> (acessado em 5/11/2009).

⁶ Para maiores esclarecimentos ver CAMPOS, Alexandre. Gerenciamento pelo Lado da Demanda: um estudo de caso. 2004. 43 f. Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de pós-Graduação em Energia). FEA – USP, Ribeirão Preto.

(ii) a melhoria do gerenciamento de riscos (ONS); (iii) a redução dos impactos ambientais no longo prazo⁷; e (iv) o incremento da confiabilidade do sistema.

17. Assim, face ao exposto acima, entende-se que este tema deveria ser objeto de incorporação à agenda da SRD para a devida apreciação.

2.2 - Medidas para prevenir práticas abusivas face à verticalização dos elos de distribuição e geração (agentes pertencentes ao mesmo grupo)

18. O Contrato de Concessão nº 14/1997, firmado entre a União e a CPFL Paulista, estabelece na Décima Quinta Subcláusula da Cláusula Sétima que: “A CONCESSIONÁRIA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos usuários ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis, quando comparado com os custos observados no contexto nacional e internacional.”

19. A Nota Técnica nº 32/2008-SRE/ANEEL, de 28 de janeiro de 2008, que originou a Audiência Pública nº 6/2008, cujo objetivo era obter subsídios e informações para o aprimoramento da segunda revisão tarifária periódica da CPFL, relatou algumas irregularidades ocorridas nas compras de energia daquela empresa com a CPFL Geração.

20. Segundo a referida Nota Técnica, nos meses em que o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) foi inferior ao preço do contrato bilateral, a CPFL Paulista optou comprar energia pelo preço do contrato e em montante superior àquele necessário para atender a sua carga. Por outro lado, nos meses em que o PLD foi superior ao preço do contrato, a CPFL Paulista optou por comprar energia no mercado de curto prazo. De acordo com a Nota Técnica nº 32/2008-SRE/ANEEL, “tais práticas produziram um custo adicional à distribuidora em torno de R\$ 100 milhões”.

21. Diante desse quadro, a Superintendência de Regulação Econômica - SRE da ANEEL, requereu manifestação da Procuradoria Federal/ANEEL mediante o Ofício nº 11/2008-DR/ANEEL, de 24 de janeiro de 2008. Além disso, a SRE solicitou à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) informações detalhadas sobre as operações de compra e venda de energia realizadas entre a CPFL Distribuidora e a CPFL Geração (Comercializadora), no período de 2005 a 2007.⁸

22. Com base nas informações fornecidas pela CCEE, pela Procuradoria/ANEEL e pela CPFL Paulista, a Nota Técnica nº 89/2008-SRE/ANEEL, de 3 de abril de 2008, analisou o “Repasse de Sobrecontratação de Energia” ocorrida no período e concluiu que a empresa distribuidora teria contratado quantidade de energia elétrica superior à necessária para atender sua carga efetiva e a preços que não correspondiam ao menor custo efetivo dentre todas as alternativas disponíveis.

23. Pelo exposto, percebe-se que a verticalização nos elos de distribuição e geração do setor elétrico nacional na forma hoje existente pode vir a favorecer comportamento que favoreça

⁷ Sobre essa ótica, cabe mencionar que a medida seria bem recepcionada por lidar diretamente com os efeitos indesejáveis da emissão de CO₂. Estaria, assim, em linha com uma característica do setor energético brasileiro, elogiada mundialmente, qual seja: ser baseado em fontes limpas de energia, o que, na prática, significa emitir relativamente a outros países baixa quantidade de gases de efeito estufa.

⁸ A Concessionária também prestou esclarecimentos e informações acerca dessa questão por meio de contribuições à Audiência Pública nº 06/2008.

ao aumento artificial dos preços⁹, como sugere o caso da CPFL, que opera tanto no setor de distribuição (CPFL Paulista) quanto no de geração (CPFL Geração).

24. Assim, entende-se que o assunto deveria ser objeto de consideração pela SRD com o objetivo de aprimorar o regramento existente para comercialização de energia de forma a coibir comportamentos abusivos.

3 – Conclusão

25. A SEAE congratula a ANEEL pela iniciativa de buscar formas de introduzir elementos para estimular a eficiência no setor elétrico e, com isso, coibir condutas que aumentem artificialmente as tarifas de energia pagas pelo consumidor final.

26. Nesse contexto, esta Secretaria sugere que à SRD/ANEEL incorpore em suas próximas agendas regulatórias os seguintes temas:

- (i) programas de resposta de demanda destinados à suavização da curva de carga das concessionárias; e,
- (ii) medidas para prevenir potenciais ações, decorrentes da atuação verticalizada de algumas empresas e que elevam artificialmente o preço da energia ao consumidor final.

JORGE HENRIQUE DE SAULES NOGUEIRA
Analista de Finanças e Controle/AFC

ERNANI LUSTOSA KUHN
Coordenador-Geral de Energia

À consideração superior,

RUTELLY MARQUES DA SILVA
Secretário-Adjunto de Acompanhamento Econômico

De acordo

ANTÔNIO HENRIQUE PINHEIRO SILVEIRA
Secretário de Acompanhamento Econômico

⁹ Cabe esclarecer que esta Secretaria não está afirmando que a integração vertical é nociva *per se* ou que é nociva no caso do setor elétrico. O exposto no presente documento apenas menciona que a integração vertical pode possibilitar comportamentos indesejáveis e que, nos setores regulados em que o legislador conclua ser a integração geradora de bem-estar social (como é o caso do setor elétrico), isso pode ser mitigado com uma regulação apropriada. A própria ANEEL tem exemplos claros nesse sentido. Nesse contexto, vale ressaltar que a Lei nº 8.884, de 11 de junho de 1994 (Lei de Defesa da Concorrência), em linha com a legislação de outros países, inclusive desenvolvidos, não considera a integração vertical ou as restrições verticais como ilícitos *per se*. Ou seja, é uma questão que deve ser avaliada de acordo com as características do mercado em análise. Somente com a mencionada avaliação é que se pode concluir que a integração vertical ou restrição vertical em determinado mercado pode ser autorizada ou deve ser vetada, não sendo esse o objetivo deste documento.