

PROCESSO: 48500.005714/2009-46

INTERESSADO: Distribuidoras e Consumidores

RELATOR: Diretor André Pepitone da Nóbrega

RESPONSÁVEL: SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO - SRD

ASSUNTO: Resultados da Audiência Pública n.º 43/2010, que objetivou obter subsídios e informações adicionais para o estabelecimento de resolução normativa sobre os requisitos mínimos para os medidores eletrônicos de unidades consumidoras de baixa tensão.

I. RELATÓRIO

A Audiência Pública – AP 43/2010 objetivou obter subsídios e informações adicionais para o estabelecimento de resolução normativa acerca dos requisitos mínimos para os medidores eletrônicos a serem empregados em unidades consumidoras de baixa tensão.

2. Na AP 43/2010, além da minuta de resolução, também foi disponibilizada a Nota Técnica nº 44, de 17 de setembro de 2010, emitida pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, que apresentou a análise e a fundamentação da proposta para debate com a sociedade.

3. O prazo para recebimento de contribuições foi de 1º de outubro de 2010 a 28 de janeiro de 2011, com sessão presencial realizada em Brasília em 26 de janeiro de 2011. Ao fim desse período, a ANEEL recebeu 212 contribuições de 57 agentes, com sugestões de consumidores, consultores, distribuidoras, fabricantes de medidores, associações setoriais entre outros. Na Sessão presencial foram realizadas 19 exposições orais com apresentação de comentários e contribuições.

4. A SRD, pela Nota Técnica nº 98, de 29 de junho de 2012, analisou as contribuições recebidas na Audiência Pública e consolidou a proposta final de regulamento.

5. Dentre as 212 sugestões recebidas, 16 foram aceitas e 65, parcialmente aceitas, com as respectivas implicações inseridas no texto da minuta de resolução revisada, como demonstrado no Quadro 1. A Nota Técnica nº 98, de 2012, contém Anexo intitulado “Relatório de Análise de Contribuições” com o exame e a sugestão sobre o aproveitamento de cada uma das contribuições recebidas na Audiência Pública, assim como a minuta de resolução proposta pela área técnica.

Quantidade de Contribuições				
Aceita	Parcialmente aceita	Não aceita	Não aplicável	Total
16 (7,5%)	65 (30,7%)	126 (59,4%)	5 (2,4%)	212 (100%)

Quadro 1 – Número de contribuições recebidas por meio da AP nº 43/2010

Fonte: Nota Técnica nº 98/2012-SRD/ANEEL.

6. A Procuradoria-Geral da ANEEL conheceu da minuta de resolução normativa e a referendou.

II. FUNDAMENTAÇÃO

7. Preliminarmente, destacam-se os motivadores e os passos percorridos pela ANEEL a fim de regulamentar os sistemas de medição eletrônica a serem instalados em unidades consumidoras de baixa tensão.

8. Os sistemas elétricos de distribuição passarão, nos próximos anos, por mudanças significativas provenientes da integração das redes de distribuição com as tecnologias de automação, informação e telecomunicações, o que transformará a rede elétrica de baixa tensão na nova supervia para transportar elétrons.

9. Tais mudanças serão impulsionadas, sobretudo, com o aumento significativo das fontes de geração distribuída, permitindo que milhões de brasileiros produzam a própria energia para compartilhar o excedente entre os pares.

10. O conceito de redes inteligentes - *Smart Grid* constitui, em síntese, a infraestrutura que integra equipamentos e redes de comunicação de dados ao sistema de fornecimento de energia elétrica; isso transformará a rede elétrica existente em uma “Internet” de energia, aliando transporte de elétrons e de informação. Assim, os medidores digitais de energia elétrica representam o primeiro passo para o desenvolvimento das redes elétricas inteligentes.

11. Ouso dizer, concordando com Jeremy Rifkin¹, que as redes inteligentes impactarão tão significativamente as nações no século XXI quanto a Primeira Revolução Industrial o fez no século XIX:

¹ RIFKIN, Jeremy. **A terceira Revolução Industrial** – Como o poder lateral está transformando a Energia, a economia e o mundo.

incentivando a energia renovável; transformando residências e edificações em microgeradores de energia, que injetam energia oriundas de fontes limpas (eólica ou fotovoltaica) na rede local; permitindo o uso da tecnologia da Internet para transformar a rede elétrica de todo o país em uma rede de compartilhamento de energia que age como a Internet .

12. Recentemente, em reportagem jornalística veiculada em jornal de circulação nacional², foi dito que o mercado brasileiro de redes inteligentes será o terceiro maior do mundo.

13. A necessidade de integrar e harmonizar toda essa tecnologia tornou-se clara para a ANEEL. Desse modo, a Agência tem realizado diversas ações no sentido de preencher lacunas regulatórias, permitindo a introdução de tais mudanças no setor de distribuição de energia elétrica.

14. Em setembro de 2008, a ANEEL realizou em Brasília o “Seminário Internacional sobre Medição Eletrônica”, estimulando a discussão sobre implantação de medição eletrônica em unidades consumidoras de baixa tensão, sobre abordagem regulatória, funcionalidades agregadas e experiências de implantação.

15. Além de integrantes de empresas e associações do Setor Elétrico brasileiro, participaram do evento palestrantes internacionais da Itália, da Espanha e do Canadá, os quais apresentaram suas experiências sobre o tema, uma vez que esses Países já desenvolveram estudos, regulamentação e, em alguns casos, a própria substituição dos equipamentos.

16. Na sequência, foi instaurada pela SRD a Consulta Pública 15/2009 para orientar as discussões a respeito do tema. Em abril de 2009, foi realizada, por servidores da Agência, missão técnica a Portugal, Espanha e Itália a fim de conhecer e acompanhar as experiências desses Países na implantação em grande escala da medição inteligente³.

17. Além da realidade europeia, servidores da Agência também acompanharam as iniciativas que vêm sendo adotadas nos Estados Unidos da América. Em setembro de 2009, foi realizada missão técnica para conhecer a experiência norte-americana na implantação da medição inteligente. Foram visitadas instituições com *know how* em medição eletrônica e redes inteligentes.

² Setti, Rennan. Smart Grid vai turbinar a rede elétrica do país. **O GLOBO**, Rio de Janeiro, 20 mai. 2012. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/tecnologia/smart-grid-vai-turbinar-rede-eletrica-do-pais-4952797>>.

³ A Nota Técnica nº 59/2009-SRD/SRC/ANEEL contém o relato e as conclusões da visita.

18. Em setembro de 2009, foi efetuada audiência para o público interno da ANEEL – API 3/2009⁴, momento em que foi possível obter contribuições de diferentes áreas.

19. Registra-se a participação da ANEEL no Grupo de Trabalho instituído⁵ pelo Ministério de Minas e Energia – MME com o intuito de “[...] analisar e identificar ações necessárias para subsidiar o estabelecimento de políticas públicas para a implantação de um Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente - Smart Grid”. Além de integrantes da ANEEL, o Grupo de Trabalho era constituído por representantes da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - Eletrobras Cepel e do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Durante as reuniões do Grupo, a minuta de resolução posteriormente submetida à Audiência Pública 43/2012 foi levada ao debate e recebeu contribuições dos participantes.

20. Acentua-se também que, desde o início dos estudos, a ANEEL tem promovido reuniões com fabricantes de medidores e sua associação, provedores de tecnologia de informação e telecomunicações, distribuidoras, Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - INMETRO, entre outros agentes envolvidos no tema. Em tais encontros foram abordados aspectos relacionados à implantação dessa tecnologia no País tais como tecnologias utilizadas e regulamentação metrológica associada.

21. Constata-se, portanto, que a ANEEL percorreu logo caminho, de aproximadamente 4 anos de estudos e debates com os maiores especialistas do tema, bem como analisou diversas iniciativas bem sucedidas em outros países. Ressaltam-se as viagens técnicas de seus servidores, inclusive deste Relator, envolvidos diretamente nos trabalhos.

22. Já durante a AP 43/2010, a ANEEL recebeu pouco mais de 200 contribuições enviadas por consumidores e conselhos de consumidores, indústrias de tecnologia, distribuidoras de energia, entidades do Setor Elétrico e de defesa do consumidor, associações ligadas ao Setor , entre outras. Ou seja, se existe um tema que tenha exigido estudos e interação com a sociedade, o desta regulamentação pode ser citado como exemplo.

⁴ A Nota Técnica nº 117/2009-SRD/ANEEL consolidou as contribuições recebidas.

⁵ Portaria MME n.º 440, de 15 de abril de 2010.

Iniciativas internacionais

23. Os estudos relacionados às redes inteligentes vêm se desenvolvendo em todo o mundo, e a ANEEL sempre buscou verificar como o tema está sendo tratados em diversas nações. Com isso, foi possível compreender os motivos que as levaram a introduzir comunicação nas redes elétricas, as circunstâncias que conduziram a essa decisão, as dificuldades encontradas e os benefícios alcançados. Desse conhecimento, pôde-se identificar o que é aplicável ao Brasil.

24. A observância às experiências internacionais constitui etapa relevante para os estudos do assunto no Brasil. Neste ponto, é essencial que se discorra, embora resumidamente, sobre os principais casos no mundo. Em 2009, a União Europeia publicou a Diretiva nº 2009/72/CE, a qual estabeleceu a obrigatoriedade dos estados-membros de avaliar a implantação da medição inteligente.

25. Antes da implantação, entretanto, a Diretiva determinou que os estados-membros avaliem a economia advinda da substituição dos medidores até setembro de 2012. Se a análise de custos e benefícios for positiva, as autoridades devem determinar que pelo menos 80% dos consumidores sejam contemplados com sistemas inteligentes de medição até 2020.

26. A Diretiva também pretende promover a eficiência energética no continente europeu e ajudar no alcance de duas metas do Plano de Ação 20/20/20: poupar 20% do consumo energético da União Europeia e alcançar 20% de uso de fontes renováveis na geração de energia elétrica até 2020.

27. Verifica-se que a celeridade com que o processo de substituição de medidores *roll-out* ocorre é distinta de país para país. Em 2011, Itália e Suécia já se encontravam praticamente com 100% dos medidores inteligentes instalados. Notícias anteriores ao agravamento da crise econômica relatam que Dinamarca, Finlândia, Holanda e Islândia haviam iniciado a troca de medidores, enquanto Grécia, Espanha e Reino Unido já haviam decidido iniciá-la.

28. Nota-se, na Europa, que a decisão de implantar medidores inteligentes e começar a disseminação das redes inteligentes partiu de diretivas da União Europeia e foi replicada pelos governos dos países-membros. Assim, há políticas governamentais específicas para redes inteligentes. O intuito é aumentar a confiabilidade da rede, reduzir os custos com a manutenção, manter registros mais exatos do uso por cliente e, sobretudo, reduzir as emissões de CO₂.

29. Os Estados Unidos também exibem importantes iniciativas relacionadas às redes elétricas inteligentes. Em todo o País, há diversas experiências-piloto, mas o uso mais expressivo de medição inteligente é encontrado no Texas e na Califórnia, cujos principais vetores são a redução da demanda no horário de pico e a promoção da eficiência energética.

30. Na esfera federal norte-americana, foi lançado em 2009 o Plano de Recuperação e Reinvestimento, o qual destinou US\$ 3,4 bilhões à implantação de redes inteligentes. Na visão do Governo norte-americano, a tecnologia possibilita sistema elétrico mais confiável, ganhos ambientais, geração de dezenas de milhares de empregos e economia de US\$ 20 bilhões durante a próxima década.

31. Nos Estados Unidos, assim como na Europa, a geração de empregos e a recuperação da economia também são razões para a implantação da tecnologia. O estímulo ao uso de redes inteligentes também partiu de políticas públicas.

32. Na China, as redes inteligentes são necessárias para reduzir a dependência do carvão, integrar veículos elétricos e garantir o crescimento dos centros urbanos. Ademais, o País almeja se tornar referência no desenvolvimento da tecnologia. Na Coreia do Sul também há o uso disseminado de redes inteligentes com foco na eficiência energética. Já no Japão, há diversos projetos-piloto integrando telecomunicação, geração renovável e controle de demanda por meio da tecnologia. Também nesses Países as redes inteligentes passaram a ser fortemente estudadas a partir do desenvolvimento de estratégias governamentais.

Comparação entre as experiências internacionais e a realidade brasileira

33. Hajam vista as experiências internacionais, salienta-se o que as difere do caso brasileiro. As diferenças são, basicamente, a motivação e o caráter político da decisão de incentivar o uso de redes inteligentes. Na grande maioria dessas Nações, a decisão de implantar redes inteligentes e, conseqüentemente, a substituição de medidores partiu do estabelecimento de políticas públicas específicas. No Brasil, embora diversos ministérios – principalmente Ministério de Minas e Energia - MME, Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior - MDIC, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação - MCTI e Ministério das Comunicações - MC – já tenham iniciado estudos relacionados ao tema, ainda não há política pública estabelecida nem definição governamental a respeito do tema.

34. Quanto ao outro aspecto – os motivos –, nota-se que o caso brasileiro difere dos demais em razão de o País ter uma matriz energética limpa. Em 2010, 86% da energia gerada para atender à demanda e

suportar o crescimento econômico originaram-se de fontes renováveis (hidráulica, eólica, bagaço de cana-de-açúcar). Já nos países-membro da OCDE, apenas 18% da energia gerada em 2010 advieram de fontes renováveis, representando 68% da produção proveniente de combustíveis fósseis.

35. Mundo afora, as redes inteligentes foram encaradas como ferramenta para solucionar problemas e alcançar metas relacionadas principalmente à redução das emissões de CO₂; porém, destaca-se a racionalidade no consumo de energia elétrica, a redução dos custos operacionais, a liberalização do mercado, entre outros. Ao se analisar cada um desses motivos no Brasil, é possível constatar que não se aplicam ao País na mesma medida.

Histórico de implantação no Brasil

36. O Brasil possui as próprias motivações, que levam o regulador a contemplar o estudo de implantação de redes inteligentes: melhorar a qualidade no serviço prestado de baixa tensão, reduzir as perdas no fornecimento de energia e os custos operacionais, dentre outras.

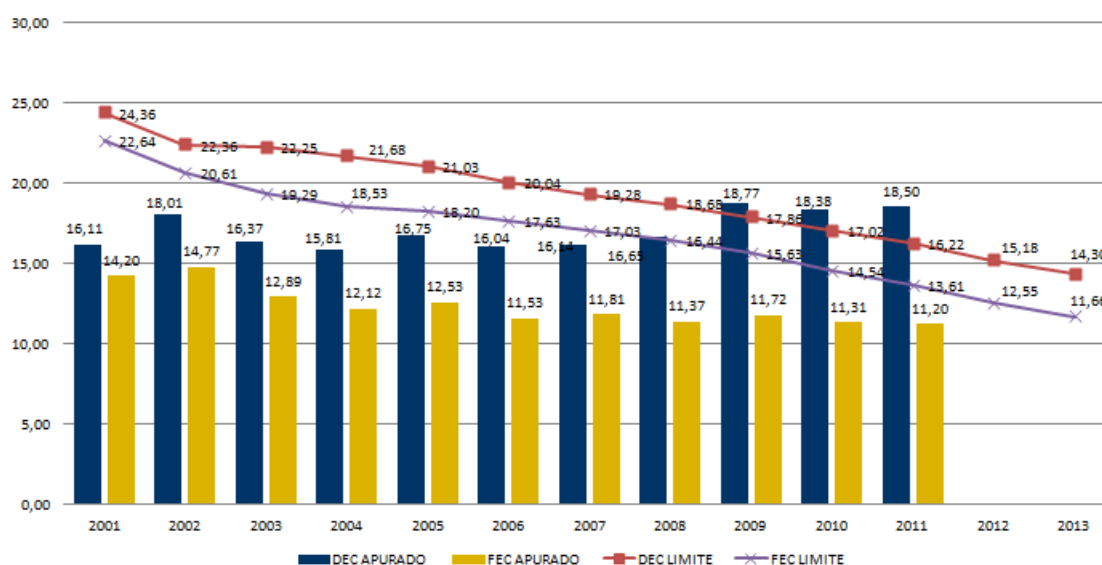


Gráfico 1 – Qualidade do Serviço - DEC / FEC Brasil 2001 a 2011

Fonte: SRD/ANEEL.

37. Do Gráfico 1, depreende-se que as concessionárias de distribuição, desde 2009, não alcançam o nível de qualidade estabelecido pelo regulador, com o número de interrupções acima do desejado, embora pratiquem a tarifa de energia calculada (a tarifa calculada sugere o nível de qualidade do serviço prestado). Em razão disso, pagaram de indenização ao consumidor em 2010, R\$ 360.797.553,60

milhões, e em 2011, R\$ 385.187.839,38 milhões. Para o primeiro semestre de 2012, esse valor é de R\$ 129.334.586,38 (valor ainda passível de verificação de consistência).

38. Quando se realiza a comparação com parâmetros mundiais, os números de interrupções destoam. Recentemente, na plenária internacional conjunta com a finalidade de compartilhar conhecimentos sobre o estado da arte em redes inteligentes de eletricidade, evento promovido pelo Comitê Europeu de Normalização Eletrotécnica – CENELEC, órgão integrante do Comitê Europeu de Normalização – CEN, que contou com a participação de mais de 100 delegados dos 27 países integrantes da Comunidade Europeia, em Bruxelas, na Bélgica, nos debates promovidos, quando apresentei o *slide* do Gráfico 1, mostrando que em 2011 a média de interrupção tolerada para as 63 concessionárias do País era de 16,22h e que o apurado era de 18,50h, fui informado que no Japão a tolerância anual era de 16 min; nos Estados Unidos, o valor médio chegava a 240 minutos. Já nos países-membro da Comunidade Europeia, falava-se em 140 min, sendo Portugal o que apurava maiores valores, chegando a 200 minutos.

39. A Figura 1 apresenta as perdas técnicas e não-técnicas por região. Deduz-se então que os níveis de perdas praticados no Brasil são bem elevados quando comparados com paradigmas mundiais.

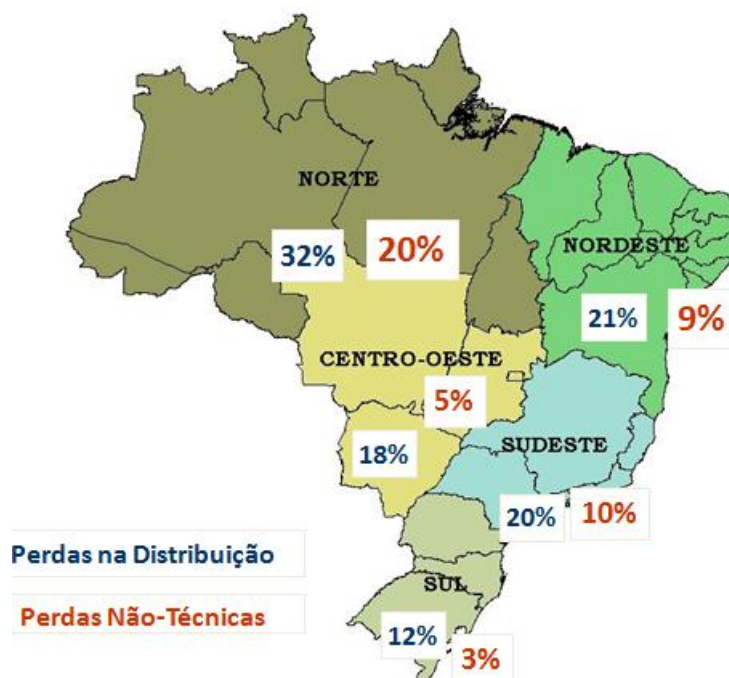


Figura 1 – Perdas por região
Fonte: SRD/ANEEL.

40. Recentemente, algumas distribuidoras iniciaram a substituição de medidores eletromecânicos por eletrônicos nas respectivas áreas de concessão, com o intuito de promover a redução de perdas não-técnicas e melhorar a eficiência na medição do consumo de energia elétrica.

41. Por ausência de determinação regulatória no que diz respeito às funcionalidades mínimas dos medidores eletrônicos, as distribuidoras vêm instalando equipamentos com funções que atendam apenas à solução de problemas localizados.

42. Diante de tal cenário, a ANEEL iniciou estudos para promover a regulamentação do tema com vistas a garantir que os usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica sejam tratados com atenção pelas permissionárias e pelas concessionárias de serviço público de distribuição, buscando redução de custos e melhoria do sistema como um todo.

43. Verifica-se que, além da melhoria na qualidade do serviço, é possível obter da redução de perdas com a implantação das redes inteligentes no Brasil. Logo, por razões distintas daquelas encontradas em outros países, também é positivo implantá-las, ainda que em escala diferente. Não se pode perder de perspectiva, contudo, os custos decorrentes dessa implantação, os quais são representativos.

44. O Brasil é um país de grandes dimensões e diversidade, onde realidades distintas convivem. Em algumas regiões, a implantação das redes inteligentes é necessária para melhorar a qualidade do fornecimento. Ao mesmo tempo, em outras, a própria universalização do serviço ainda é um desafio.

45. Deve-se, portanto, buscar mecanismos regulatórios para que a implantação das redes inteligentes – impulsionada pela troca de medidores – comece pelas áreas que realmente dela necessitem prioritariamente, observando os diferentes motivos expostos.

Princípios que orientaram a nova proposta

46. Antes de apresentar a avaliação sobre a Audiência Pública nº 43/2010, relevam-se os princípios gerais que orientaram a proposta. A definição das funcionalidades deve tomar como base a busca de solução para determinados problemas – apuração da qualidade e do custo da energia elétrica ao consumidor final, por exemplo – e benefícios que seriam usufruídos pelo consumidor e pelo sistema elétrico como um todo, favorecendo a sociedade em geral.

47. Entretanto, a obtenção dos benefícios traz consigo determinados custos, os quais serão aportados, em última instância, pelo consumidor de energia elétrica, visto que os medidores irão integrar a base de remuneração das respectivas concessionárias, como já o é hoje. Sem se afastar da relação benefício esperado *versus* custo decorrente, é função do regulador procurar o adequado equilíbrio entre a modernidade do serviço e a modicidade tarifária.

48. A adoção dos medidores inteligentes agrega muitos benefícios para a sociedade, que, conforme estudos internacionais⁶, neste momento não são passíveis de quantificação. Entre eles, cita-se a criação das condições para difundir a microgeração distribuída, para permitir a introdução das redes inteligentes. Dentre os mensuráveis, elencam-se:

- a) redução do consumo, motivado por melhor informação;
- b) otimização das redes de distribuição;
- c) leituras remotas;
- d) redução da emissão de CO₂;
- e) melhor monitoramento da rede;
- f) redução de perdas técnicas e não-técnicas;
- g) controle de fraude;
- h) adiamento de investimentos em geração e transmissão;
- i) novos serviços aos consumidores;
- j) adoção do pré-pagamento – redução da inadimplência;
- k) gestão de carga na ponta – *peak load management*.

49. Ao longo das discussões no ambiente da Audiência Pública nº 43/2010, foi possível concluir que vários dos pontos positivos enumerados poderiam ser igualmente obtidos sem a instalação de um mesmo medidor padrão em todas as unidades consumidoras do País.

50. Em outras palavras, há benefícios relacionados a determinados grupos de consumidores com características peculiares, de modo que a instalação irrestrita do mesmo padrão de medidor eletrônico em todas as unidades consumidoras da área de concessão ou permissão poderia se configurar em opção não viável e economicamente desfavorável. Ao se considerar como referência esse ponto de vista, buscou-se

⁶ Kema – Estudo sobre contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural **Relatório 2E/G**: Experiência de outros países., Lisboa, fevereiro de 2012.

fornecer mais flexibilidade na definição das funcionalidades que devem compor o medidor eletrônico de cada unidade consumidora.

51. É fato que a implantação de redes inteligentes é benéfica ao País e será realizada em processo paulatino. Nesse sentido, a ANEEL já emitiu diversos regulamentos relacionados ao tema, dentre os quais se destacam:

- a) Resolução Normativa nº 482, de 2012, que trata da conexão de micro e minigeração distribuída;
- b) Resolução Normativa nº 464, de 2011, que trata do estabelecimento da tarifa branca (PRORET);
- c) Resolução Normativa nº 375, de 2009, que trata da regulamentação da utilização do PLC;
- d) Resoluções nº 345, de 2008, e nº 395, de 2008, que trata do uso compulsório de sistemas geoprocessados (PRODIST).

52. Além desses, mencionam-se outros estudos relacionados às redes inteligentes tais como o pré-pagamento, recentemente submetido à Audiência Pública nº 48/2012, e o sistema de monitoramento da qualidade, o qual comentarei com mais detalhes adiante.

53. Assim, a definição das funcionalidades mínimas – objeto da AP nº 43/2010 – deve ser entendida como etapa de um projeto estratégico mais abrangente. A norma resultante da Audiência Pública estará integrada a outras paralelas, das quais se espera contribuição significativa para viabilizar a modernização do ambiente de baixa tensão de energia elétrica no País.

54. A Resolução não define a estratégia do uso de medidores inteligentes nem finda a discussão acerca das funcionalidades mínimas. É ponto inicial de um processo de modernização e, como tal, será uma ação monitorada e, se necessário, ajustada ao longo do tempo.

55. Na discussão das funcionalidades mínimas, considerou-se a sua importância para a disseminação das redes inteligentes e a ideia de que esse é apenas mais um passo. Daí, destacam-se dois aspectos: a tecnologia está em pleno desenvolvimento e o dever de manter a modicidade tarifária.

56. Atualmente, dezenas de projetos-piloto sobre temas relacionados às redes inteligentes estão em andamento no País. Paralelamente, fabricantes e distribuidoras vêm buscando soluções técnicas que

melhor se adaptem ao mercado nacional, e pesquisas estão sendo cada vez mais incentivadas. A padronização excessiva nesse momento pode desestruturar o pleno desenvolvimento da tecnologia em vez de estimulá-la.

57. Portanto, na atual conjuntura, o ritmo de disseminação dos medidores e das redes inteligentes deve ser estabelecido de modo a minimizar potenciais aumentos tarifários. Caso haja uma política governamental que indique fontes específicas de financiamento, o ritmo de implantação poderá ser acelerado, a exemplo do que ocorreu nos programas de universalização.

58. Mais uma vez, recorro à experiência internacional, para apontar que na França existe a expectativa de se realizar a troca de 95% do parque de medição até 2016 e na Holanda, até 2018. Constatase que na Europa o período de implementação em alguns países varia entre 5 e 8 anos. Mas pode-se citar um exemplo onde o *roll-out* foi mais arrojado. No caso da Suécia, a troca dos medidores foi bem mais célere, foi promovida a substituição de 70% dos medidores do País, o que representa 5 milhões de unidades, em apenas 18 meses.

Abordagem revisada dos modelos de medidores

59. Quanto aos modelos de medidores, na versão submetida à Audiência Pública nº 43/2010, pretendia-se definir um único modelo a ser utilizado nas novas ligações ou quando da substituição dos equipamentos existentes. Nessa situação, a troca do medidor ocorreria alheia ao interesse do consumidor ou da distribuidora.

60. A nova proposta estabelece dois tipos de medidores. Um será implantado quando o usuário aderir à modalidade tarifária branca. Nesse caso, os critérios comerciais serão posteriormente estabelecidos em regulamentação específica (Resolução Normativa nº 414, de 2010), conforme previsto na Agenda Regulatória 2012/2013 da ANEEL, devendo o medidor registrar o consumo em postos tarifários e ser fornecido sem ônus.

61. O outro modelo aplicar-se-á aos casos em que o consumidor deseje ter acesso a informações específicas individualizadas sobre o serviço prestado. Ao solicitar o equipamento, a instalação pela distribuidora ocorrerá de forma onerosa ao consumidor requerente. A instalação de medidores com mais funcionalidades (e conseqüentemente de maior custo) não ocorrerá de forma compulsória em todas as unidades consumidoras, mas por solicitação do equipamento pelo consumidor que desejar acesso a dados individualizados. As especificidades de cada equipamento serão detalhadas na sequência.

62. Os sistemas de medição inteligente começarão a ser instalados nas unidades consumidoras em que os usuários efetivamente utilizarão suas funcionalidades. Os consumidores deixarão de receber informações apenas ao final de cada ciclo de faturamento e passarão a ter papel mais ativo no relacionamento com a distribuidora e o sistema elétrico.

63. Assim como na Holanda, o que se propõe é a instalação do medidor de maneira voluntária, do ponto de vista do consumidor.

Abrangência da resolução

64. Relativamente às unidades consumidoras que serão abrangidas pela resolução normativa, a minuta submetida à AP nº 43/2010 restringia a aplicação àquelas pertencentes aos subgrupos de consumidores residenciais (B1) não classificados como de baixa renda e de consumidores comerciais e industriais (B3).

65. Quanto à exclusão dos consumidores de baixa renda, que hoje constituem cerca de 10 milhões de unidades consumidoras, recomenda-se mantê-la pelas mesmas razões discutidas quando da aprovação do PRORET, que criou a tarifa branca, que não prevê tarifa horária para essa subclasse. O mesmo vale para o subgrupo B4 – Iluminação Pública.

66. Já os consumidores rurais - B2 - devem ser incluídos, pois podem optar pela tarifa branca e apresentam cargas moduláveis, de forma que as informações trazidas pelos medidores podem ser importantes aos usuários desse Subgrupo.

67. Ressalta-se que a Agência acompanhará o processo de implantação dos novos medidores eletrônicos e, eventualmente, poderá avaliar a necessidade de estabelecer forma mais coordenada de sua instalação. Neste caso, consoante apontado por algumas das contribuições da Audiência Pública, a implantação intensificada poderá contar com mais planejamento da distribuidora em termos da definição de áreas ou grupos de consumidores prioritários. Por ora, o uso de medidores eletrônicos além das funcionalidades mínimas propostas fica a critério da distribuidora.

Prazo inicial

68. A minuta de resolução normativa da AP nº 43/2010 trazia prazo (18 meses) para início da instalação dos medidores eletrônicos nas novas unidades consumidoras ou por substituição. Esse prazo

visava fornecer intervalo de tempo de adaptação para o mercado, particularmente fabricantes, distribuidoras e Inmetro, considerando as novas necessidades e obrigações. Grande parte das contribuições recebidas sinalizou a necessidade de dilatação desse prazo de adaptação, sem apresentar justificativas adequadas.

69. Ao se entender que o tempo decorrido desde o início dessa Audiência já possibilitou certo nível de previsibilidade aos fabricantes e às distribuidoras e que a instalação dos novos medidores passará a ocorrer inicialmente por solicitação, julga-se não haver necessidade de acrescentar o prazo proposto na minuta. Assim, recomenda-se a manutenção do prazo de dezoito meses a partir da data de publicação do ato normativo aqui em análise.

70. Fica, entretanto, mantida a excepcionalidade de prazo para aquelas permissionárias de distribuição que celebrarem Contrato de Permissão posteriormente à data de publicação da resolução. Para estas, o prazo de dezoito meses vale a partir do início da vigência do Contrato.

Grandezas medidas e funcionalidades complementares

71. A minuta submetida à AP nº 43/2010 definiu as grandezas que deverão ser apuradas pelos medidores novos e por aqueles instalados por substituição: tensão, energia ativa em postos tarifários, energia reativa, data e hora de início e fim das interrupções de curta e de longa duração e transgressões de tensão, além de comunicação e atuação remota.

72. Como resultado da análise das contribuições recebidas durante a Audiência, a proposta revisada sugere o estabelecimento de dois modelos de medidor: um deles aplicável aos consumidores que fizerem adesão à tarifa branca e outro aos que optarem por acesso a maior quantidade de dados individualizados.

73. Especificamente para a definição das grandezas do medidor eletrônico instalado nas unidades consumidoras que optarem pela modalidade tarifária branca, propõe-se somente a inclusão da funcionalidade responsável pela medição de energia elétrica ativa consumida em quatro postos tarifários, assim como a identificação do posto vigente.

74. Em se adotando a tarifa branca, o preço da eletricidade na rede vai variar em três períodos distintos, durante as 24 horas do dia – ponta, pré-ponta e fora ponta. O medidor permitirá a disponibilização dos preços de maneira dinâmica, permitindo aos consumidores aumentarem ou diminuir o uso da energia

automaticamente, dependendo do preço. Logo, aqueles que responderem ao sinal econômico de maneira adequada terão a chance real de reduzir a fatura de energia elétrica ao final do mês.

75. Em termos das funcionalidades de apuração de continuidade (DIC, FIC e DMIC) e de conformidade (DRP e DRC), propõe-se o aperfeiçoamento da regra levada à Audiência. O objetivo principal dessas funções é o aprimoramento da apuração dos índices de qualidade. A área técnica entende, todavia, que o objetivo de melhor apuração não passa necessariamente pelo registro de interrupções e de níveis de tensão em todas as unidades consumidoras.

76. Sugere-se, alternativamente, a apuração em pontos estrategicamente determinados – tal como no secundário dos transformadores de distribuição de média tensão, por exemplo – em vez de ser necessariamente em cada medidor individualmente.

77. Essa opção resulta em redução dos custos de cada medidor e dos processos de armazenamento, leitura e processamento. Ao mesmo tempo, acredita-se que a apuração dos indicadores acontecerá de forma mais rápida, uma vez que a proposta levada à Audiência Pública demoraria um pouco mais, pois ensejaria a substituição de todo o parque de medição nacional algo de aproximadamente 70 milhões de medidores.

78. Já no caso do consumidor que demonstrar interesse em possuir dados individualizados sobre o serviço prestado, o sistema de medição aplicável (com funcionalidades complementares) deverá ser instalado com custos adicionais diretamente atribuídos ao solicitante, conforme procedimentos a serem estabelecidos em regulamentação comercial específica. Ressalta-se que a solicitação por tal sistema de medição independe da adesão da unidade consumidora à modalidade tarifária branca. Ou seja, o consumidor poderá requisitar o medidor com funcionalidades complementares, mas sem necessariamente ser faturado segundo postos tarifários.

79. Resta, então, ponderar quais grandezas e quais funcionalidades devem compor tal sistema de medição, partindo-se do modelo sugerido na AP nº 43/2010. Além dos requisitos comuns ao medidor instalado para adesão à modalidade tarifária branca (valor de energia elétrica ativa consumida por posto tarifário e identificação do posto tarifário vigente, caso aplicável), recomenda-se que as seguintes informações sejam disponibilizadas pelo medidor com funcionalidades complementares (cujo custo adicional será atribuído ao consumidor solicitante):

- valores de tensão e de corrente de cada fase;
- data e hora de início e fim das interrupções de curta e de longa duração ocorridas nos últimos três meses e
- últimos doze valores calculados do Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária – DRP e do Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica – DRC, conforme legislação específica.

80. A proposta também estabelece que essas informações devam estar disponíveis por meio de saída específica para captura de dados, existente no próprio equipamento, enquanto o sistema de comunicação, este sim, que leva informação à rede, esteja disponível.

81. Assim, permite-se que o consumidor tenha acesso aos dados coletados pelo medidor em tempo real e possa utilizá-los em procedimentos específicos, por exemplo, de eficiência energética e gerenciamento pelo lado da demanda.

82. Além desses casos compulsórios, fica a critério da distribuidora o uso de sistemas de medição dotados de funcionalidades adicionais. A empresa é a maior conhecedora de sua área de atuação e, portanto, a mais indicada para buscar soluções individualizadas aplicáveis apenas a grupos de consumidores específicos. Dessa forma, aconselha-se que, observada a prudência dos investimentos e a modicidade tarifária, a distribuidora possa adotar sistemas de medição com requisitos adicionais ao mínimo necessário em qualquer unidade consumidora. Quando a iniciativa partir da distribuidora, ela não poderá onerar o consumidor.

83. Destaco, ainda, que o consumo de energia elétrica do medidor e do eventual sistema de comunicação associado não deve ser oneroso ao consumidor. Esse comando foi estabelecido na própria Resolução - art. 10. De todo modo, tal disposição não recepciona o consumo de energia relativo a dispositivos internos para visualização do consumo, tais como in home displays ou terminais de consulta individuais.

Sistema de comunicação

84. Na proposta submetida à Audiência Pública, os medidores deveriam possuir dispositivos que possibilitassem a comunicação bidirecional entre o medidor e o centro de medição da distribuidora. Além disso, as atividades de suspensão e religação do fornecimento, assim como monitoramento e controle de determinados parâmetros do medidor, deveriam poder ser remotamente realizadas pela distribuidora.

85. A proposta baseava-se no fato de que a implantação de sistema de comunicação e a decorrente possibilidade de operação remota podem trazer redução de custos operacionais, promover ações de eficiência energética e disseminar a inteligência na rede. Entretanto, as discussões realizadas durante todo o processo de regulamentação trazem informações dos custos associados à implantação da infraestrutura de comunicação. Tais dados, segundo a SRD, são corroborados por informações provenientes dos projetos-piloto em desenvolvimento no País e pelo custo de implantação em outros países.

86. Esse aspecto é reforçado quando se observa o valor de determinadas atividades operacionais da distribuidora – tais como a leitura do medidor, o corte e o restabelecimento da ligação da unidade consumidora –, os quais, no Brasil, ainda são relativamente baixos quando comparados com os de outros países que estão expandindo o uso de redes inteligentes.

87. Em outras palavras, embora alguns países venham adotando sistema de comunicação como forma de redução de custos operacionais, não se observa essa realidade em todas as áreas de atuação das distribuidoras, haja vista o alto custo da infraestrutura de comunicação e o relativo baixo custo da mão de obra no país.

88. Assim, em termos de comunicação entre o medidor e o centro de medição, no primeiro momento, sugere-se que seu uso não seja compulsório e que a avaliação de quais medidores devem possuir comunicação remota seja da distribuidora. Esta poderá planejar a implantação desses sistemas de forma otimizada, priorizando inicialmente agrupamentos de unidades consumidoras conforme os benefícios sejam mais relevantes. É o caso, por exemplo, das áreas densamente povoadas em que a infraestrutura de comunicação alcance maior número de unidades consumidoras.

89. Caso a distribuidora opte por utilizar sistemas de comunicação integrados a seus medidores eletrônicos, esta deve garantir a segurança da informação, preocupação externada nas contribuições à AP n.º 43/2010. Nesse sentido, o regulamento deve dispor que a distribuidora garanta a segurança dos dados trafegados e, especialmente, das informações de caráter pessoal coletadas das unidades consumidoras na hipótese de utilizar comunicação remota.

90. Por fim, a questão da interoperabilidade foi tema de diversas contribuições. Na minuta da AP n.º 43/2010, já havia previsão de que o protocolo de comunicação fosse aberto no intuito de assegurar a interoperabilidade. A intenção era que o tráfego de informações fosse o mais independente possível de

marcas, modelos ou fabricantes específicos, de modo a não restringir a atuação da distribuidora a poucos fornecedores.

91. No entanto, embora esse cuidado seja pertinente, as distribuidoras também compartilham a mesma preocupação, como já ocorre na aquisição de outros equipamentos que compõem seu sistema elétrico. Além disso, o uso de protocolo público ou aberto não garante a interoperabilidade entre os equipamentos. Mesmo que a ANEEL defina o uso compulsório de protocolo público ou aberto, ou determine qual protocolo deve ser utilizado, não se garante a livre troca de informações entre os equipamentos.

92. Adicionalmente, a determinação de protocolos específicos – ainda que públicos ou abertos – na fase inicial de implantação pode restringir o uso de tecnologias pelas distribuidoras. Ou seja, poderá haver casos em que soluções que não utilizem tal tipo de protocolo possam se mostrar mais adequadas para serem utilizadas em determinados consumidores ou áreas dentro da concessão ou da permissão da distribuidora.

93. Assim, por mais adequada que seja uma solução que utilize protocolo privado, determinação regulatória em contrário impedirá o seu uso e as possibilidades de implantação da distribuidora estarão restringidas. Logo, propõe-se não padronizar o tipo de protocolo a ser utilizado.

Monitoramento da qualidade

94. A questão da qualidade do serviço prestado pela distribuidora sempre foi objeto de preocupação da ANEEL. Nos últimos anos, tem-se enfatizado o assunto pelos anseios da sociedade e pela estagnação dos indicadores de continuidade, que, em média, não melhoraram nos últimos anos. Esse cenário pode ser aprimorado com a disseminação das redes inteligentes.

95. Na proposta inicial da AP nº 43/2010, pensou-se em aliar a substituição dos medidores à apuração da qualidade. Nesse sentido, foi sugerido que os medidores deveriam registrar data e hora de início e fim das interrupções. Dessa maneira, poder-se-ia lançar estratégias de redução das interrupções, direcionando ações de melhoria das distribuidoras e de fiscalização do regulador, além de dar mais transparência ao consumidor.

96. No entanto, apesar de ser indubitável a necessidade de se aprimorar a apuração dos indicadores, isso não resolveria os problemas de confiabilidade por si só. A questão é mais abrangente e não deve ser tratada como mera funcionalidade adicional dos medidores.

97. Embora a questão da qualidade não seja o foco específico da Audiência aqui tratada, a ANEEL gerou forte expectativa na sociedade acerca da melhoria na apuração, de modo que não seria adequado postergar a decisão sobre o assunto. Dessa forma, propõe-se a instauração de processo específico para o aprimoramento da apuração dos indicadores de continuidade do serviço.

98. Tem-se que se ter presente no desenvolvimento de tal trabalho que a apuração dos indicadores de continuidade do serviço em local diferente da unidade consumidora possui imprecisões que devem ser superadas. Ou seja, o consumidor deve ter garantido que os níveis de continuidade do serviço serão apurados de maneira precisa.

Necessidade de acompanhamento contínuo

99. Ao longo do tempo, o tema será acompanhado e sua abordagem poderá ser aprimorada pela Agência de acordo com os dados advindos do processo de implantação tais como a evolução dos custos de medidores, o custo dos sistemas de telecomunicações, o percentual de adesão dos consumidores à modalidade tarifária branca, entre outros.

100. Entende-se que o regulador deve utilizar os instrumentos regulatórios para que as distribuidoras promovam a modernização do parque de medição sem, entretanto, eleger uma solução técnica única e padronizá-la em todo o País. Tão essencial quanto as redes inteligentes é a adoção de soluções técnicas específicas para auxiliar em temas particulares de cada região do Brasil.

101. Nesse aspecto, as distribuidoras têm papel importante na escolha das ferramentas personalizadas por possuírem conhecimento detalhado de sua área de atuação. Ao regulador, com visão mais ampla, caberá utilizar os instrumentos regulatórios adequados para induzir o operador da rede a melhorar os serviços ao menor custo possível, garantindo a prestação do serviço adequado.

102. Sempre se deve lembrar que a questão da medição eletrônica está inserida em um projeto de longo prazo que visa à disseminação das redes inteligentes no Brasil. A proposta baseou-se em experiências internacionais, projetos-piloto, reuniões técnicas e vários anos de estudos. Mais do que isso, o regulamento ora proposto considerou a conjuntura atual, que, evidentemente, pode mudar no futuro.

103. Efetivamente se acredita que os benefícios das redes inteligentes e da troca de medidores transcendem o Setor Elétrico. Assim, incentiva-se a busca por outras fontes de rateio dos custos da implantação, que também podem extrapolar o Setor. Logo, estimula-se que o tema continue a ser alvo de



preocupação e acompanhamento por órgãos governamentais no intuito de avaliar a conveniência do estabelecimento de políticas públicas sobre o assunto.

104. Hoje se dá o primeiro passo para transformar a rede elétrica de baixa tensão em uma verdadeira “Internet” da energia. O que está por trás de tudo isso é tornar a rede elétrica uma rede interativa de infoenergia e em última instância beneficiar o consumidor de energia elétrica.

III. DIREITO

105. A legalidade do assunto encontra amparo nas seguintes normas:

- a) Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- b) Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997.

IV. DISPOSITIVO

106. Fundado nesse exame e nas considerações efetuadas no Processo nº 48500.005714/2009-46, voto pela aprovação da regulamentação dos sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B, como a minuta de Resolução em anexo.

107. Decido, ainda, pela instauração de processo para o aprimoramento da apuração dos indicadores de qualidade, com a participação da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD e da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE, sob a liderança da primeira.

Brasília, 7 de agosto de 2012.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA
Diretor