

Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL

Em 13 de abril de 2015.

Processo: 48500.004924/2010-51.

**Assunto: Proposta de abertura de Audiência Pública para o recebimento de contribuições visando aprimorar a Resolução Normativa nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.**

## **I. DO OBJETIVO**

1. A presente Nota Técnica tem como objetivo propor alterações na Resolução Normativa nº 482, de 17/04/2012 – REN nº 482/2012, e na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, de forma a tornar o processo de conexão dos micro e minigeradores distribuídos mais simples e rápido, além de aumentar o público alvo.

## **II. DOS FATOS**

2. A ANEEL estabeleceu as condições gerais de acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica por meio da REN nº 482/2012 e da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

3. A Resolução Normativa nº 517, de 11/12/2012, alterou a REN nº 482/2012 e o Módulo 3 do PRODIST, com objetivo esclarecer o conceito do sistema de compensação de energia, enquadrado como empréstimo gratuito, e limitando seu alcance aos consumidores com mesmo CPF ou CNPJ, de forma a não caracterizar a operação como compra e venda de energia, entre outros aperfeiçoamentos.

4. No entanto, apesar dessa alteração no conceito do sistema de compensação de energia, o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ aprovou o Convênio ICMS 6, de 5/04/2013, estabelecendo que o ICMS apurado tem como base de cálculo toda energia que chega à unidade consumidora proveniente da distribuidora, sem considerar qualquer compensação de energia produzida pelo micro e minigerador. Com isso, a alíquota aplicável do ICMS incide sobre toda a energia consumida no mês.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

48554.000842/2015-00

Fl. 2 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

5. O Despacho nº 720, de 25/03/2014, retificou a Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST para esclarecer que o Dispositivo de Seccionamento Visível - DSV não precisa ser instalado para conexão de microgeradores que utilizam inversores para se conectar à rede.

6. A ANEEL realizou, nos dias 9 e 10/04/2014, o Seminário Micro e Minigeração Distribuída – Impactos da REN nº 482/2012<sup>1</sup>, com objetivo de conhecer e debater as principais questões relacionadas ao tema.

7. Durante o Seminário, foi lançado o Caderno Temático Micro e Minigeração Distribuída – Sistema de Compensação de Energia<sup>2</sup>, cujo objetivo é apresentar uma visão geral sobre as inovações trazidas com a REN nº 482/12, explicando de forma clara e com exemplos didáticos as condições para o acesso e o faturamento de unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída.

8. Adicionalmente, foram apresentados no referido Seminário os resultados da Pesquisa de satisfação dos consumidores com geração distribuída, cujos resultados demonstraram que 98% dos consumidores estavam satisfeitos por ter aderido à REN nº 482/2012.

9. A ANEEL abriu a Consulta Pública nº 005/2014, realizada de 14/5/2014 a 13/7/2014, com objetivo de avaliar a necessidade de criação de incentivos para a instalação de geração distribuída com potência instalada superior a 1 MW pertencente a consumidores e a ampliação do conceito de "net metering" para essas centrais, assim como obter informações adicionais sobre o tema.

10. A Nota Técnica nº 086/2014-SRG-SRD/ANEEL, de 30/12/2014, apresentou de forma resumida as contribuições e os comentários das áreas técnicas da ANEEL relativos à Consulta Pública nº 005/2014, recomendando a abertura de Audiência Pública específica para tratar da geração distribuída acima de 1 MW.

11. A Agenda Regulatória Indicativa ANEEL 2015-2016, aprovada pela Portaria nº 3.376, 16/12/2014, prevê no item 26 a realização de Audiência Pública no 1º semestre de 2015 para tratar da revisão da REN nº 482/2012.

12. O Ofício Circular nº 0022/2014-SRD/SCG/ANEEL, de 18/12/2014, solicitou informações das distribuidoras sobre todos os micro e minigeradores que solicitaram acesso até 31/12/2014, com objetivo de fornecer subsídios para o referido processo de revisão.

13. A Portaria INMETRO nº 357/2014, de 1/8/2014, alterou a Portaria Inmetro nº 004, de 4/01/2011, e estabeleceu que todos os inversores com potência até 10 kW, que conectam os sistemas de geração solar fotovoltaico à rede de distribuição, devem ser ensaiados e registrados em laboratórios acreditados pelo INMETRO a partir de fevereiro de 2015.

---

<sup>1</sup> As apresentações e os vídeos do evento estão disponíveis no seguinte endereço: <http://www.aneel.gov.br/hotsite/mmgd/index.cfm>.

<sup>2</sup> Disponível no seguinte endereço: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/EdicaoLivros2014cademotematicomicroeminigeracao.cfm>.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

14. A SRD encaminhou o Ofício Circular nº 0015/2015-SRD/ANEEL, de 23/03/2015, orientando as distribuidoras a aceitar os certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante para os inversores apresentados pelos consumidores que solicitaram acesso até 31/01/2015, aplicando-se o comando do item 4 da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

15. A Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit – GIZ encaminhou em 26/03/2015, por meio de Carta<sup>3</sup>, dois estudos para auxiliar a SRD na revisão da REN nº 482/12: “Propostas de modificação para a regulação do Net Metering” e “Experiências do Fundo Solar: Recomendações para a revisão da RN 482/2012”.

### III. DA ANÁLISE

16. Após a publicação da REN nº 482/2012, surgiram diversas questões técnicas associadas à integração desses equipamentos à rede, à certificação dos equipamentos pelo INMETRO, ao faturamento das unidades consumidoras e à incidência dos tributos federais (PIS e COFINS) e estadual (ICMS) sobre a energia produzida pelo consumidor, dentre outras.

17. Além disso, o acompanhamento da implantação da REN nº 482/2012, realizado pela SRD nos últimos anos, permitiu identificar diversos pontos da regulamentação que necessitam de aprimoramento. Dessa forma, o trabalho de revisão da Norma teve o objetivo de reduzir barreiras ainda existentes à conexão dos micro e minigeradores, compatibilizar as regras do Sistema de Compensação com outras regulamentações – em particular com as Condições Gerais de Fornecimento – e adequar o texto da Norma e do PRODIST ao cenário externo.

18. A seguir, são contextualizados os principais efeitos relacionados à regra atual e, em seguida, são apresentadas as análises realizadas e respectivas justificativas para os principais itens da proposta de revisão.

#### III.1 Incidência de impostos Federais e Estaduais

19. Em 11/10/2012, a ANEEL participou da reunião do Comitê Técnico GT 13 do CONFAZ, na qual os representantes das Secretarias de Fazenda de diversos Estados manifestaram o entendimento de que a atividade de compensação de energia elétrica descrita na REN 482/2012 seria uma operação de compra e venda, e, como tal, ensejaria a aplicação do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, tendo em vista que a Resolução não definia a natureza jurídica da operação.

20. Dessa forma, com amparo no Parecer nº 0108, de 28/02/2012, da Procuradoria Federal da ANEEL, a Agência revisou a REN nº 482/2012 de forma a esclarecer que a relação jurídica entre o consumidor com geração distribuída e a distribuidora não se caracteriza como uma comercialização de energia elétrica, mas como mútuo (empréstimo gratuito) de energia elétrica.

---

<sup>3</sup> Documento SIC nº 48513.008557/2015-00

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 4 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

21. Assim, a Agência limitou o alcance do sistema de compensação de energia aos consumidores com mesmo CPF ou CNPJ, de forma a esclarecer que não se tratava de operação como compra e venda de energia. No entanto, tal alteração não gerou efeitos práticos, pois o CONFAZ aprovou o Convênio ICMS 6, de 5/04/2013, estabelecendo que o ICMS incide sobre toda a energia consumida no mês, independentemente da compensação de energia.

22. Além disso, para o caso do PIS/COFINS, não existe uma legislação ou orientação da Receita Federal esclarecendo como deve ser realizada a cobrança e, por isso, as distribuidoras, em geral, cobram os valores integrais dos impostos (PIS + COFINS = 9,25%), e não os valores das alíquotas efetivas. Em consequência, o consumidor paga um valor maior de imposto pelo receio da distribuidora de não receber tais créditos no futuro.

23. Apesar de não ser competência da Agência, a visão da ANEEL é que a tributação deveria incidir apenas na diferença, se positiva, entre os valores finais de consumo e energia excedente injetada (geração). Caso a energia excedente injetada seja superior ao consumo, a base de cálculo dos tributos (PIS/COFINS e ICMS) deveria ser apenas o valor do custo de disponibilidade<sup>4</sup>.

24. Tal entendimento foi adotado pelo Estado de Minas Gerais ao publicar a Lei nº 20.824, de 31/7/2013, que altera a Lei nº 6.763, de 26/12/1975, estabelecendo que o ICMS no Estado deve ser cobrado apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e injetada dos micro e minigeradores, pelo prazo de cinco anos.

25. Em 13/1/2015, o CONFAZ convidou a ANEEL, por meio do Ofício nº 5/2015/CONFAZ/MF-DF, para participar da reunião do dia 10/02/15 do Grupo de Trabalho da COTEPE/ICMS GT13 - Energia Elétrica, com objetivo de discutir uma proposta de novo convênio que autoriza as unidades federadas a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação de energia.

26. Apesar de positiva essa nova posição do CONFAZ, por se tratar de renúncia de receita por parte dos Estados, caso aprovado, o novo convênio não será vinculante e deverá ser ratificado por cada Unidade da Federação, não havendo garantias de sua plena eficácia em todo o país.

27. Em reuniões com o Ministério de Minas e Energia e com o Ministério do Planejamento realizadas em 2015, a Agência apresentou o problema da incidência dos impostos federais e estaduais sobre o sistema de compensação de energia e seus impactos na redução do tempo de retorno do investimento. Como resposta, tais ministérios sinalizaram avaliar a questão e a melhor forma de mitigar o problema.

### **III.2 Registro de equipamentos no INMETRO**

28. Conforme estabelecido nas Portarias Inmetro nºs 004/2011 e 357/2014, os módulos fotovoltaicos e inversores devem ser etiquetados e registrados no INMETRO, de forma a atender os requisitos qualidade e segurança estabelecidos nas normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT.

---

<sup>4</sup> Valor em Reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) para consumidores do grupo B (baixa tensão), conforme art. 98 da Resolução Normativa nº 414/2010.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 5 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

29. No caso específico dos inversores até 10 kW, objeto das referidas Portarias, até a presente data apenas 1 fabricante conseguiu obter o registro no INMETRO para 3 modelos de inversores, haja vista o número limitado de laboratórios no país acreditados pelo INMETRO para realizar os ensaios. Nesse ponto reside uma forte preocupação da Agência sobre a restrição da quantidade de inversores disponíveis no mercado para ser instalados a partir de fevereiro de 2015, data de início da vigência da Portaria INMETRO nº 357/2014.

30. Sobre o tema, o item 4 da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST estabelece que *“O acessante deve apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras ou, na ausência, normas internacionais.”*

31. Com base nesse comando do PRODIST, todos os micro e minigeradores instalados até fevereiro de 2015 apresentaram certificados internacionais para os inversores, atestando o cumprimento dos requisitos mínimos de proteção e segurança estabelecidos no Módulo 3.

32. Com o objetivo de minimizar o problema de falta de inversores registrados no mercado, restringindo sobremaneira a conexão de novos microgeradores, a SRD encaminhou o Ofício Circular nº 0015/2015-SRD/ANEEL, de 23/03/2015, orientando as distribuidoras a aceitar os certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante para os inversores apresentados pelos consumidores que solicitaram acesso até 31/01/2015.

33. Em paralelo, a SRD entrou em contato com o INMETRO para solicitar a dilatação, em 12 meses, do prazo para início da exigência do referido registro. Durante esse período, mantém-se a exigência de certificação/declaração estabelecida pelo PRODIST.

### **III.3 Seminário Micro e Minigeração e Pesquisa de Satisfação**

34. Diante das questões apresentadas pelo novo cenário regulatório, a ANEEL realizou, nos dias 9/4/2014 e 10/4/2014, o Seminário Micro e Minigeração Distribuída – Impactos da REN nº 482/2012, com objetivo de conhecer e debater as principais questões relacionadas ao tema, sob o ponto de vista dos stakeholders: consumidores, distribuidoras, órgão metrológico, agentes financiadores, consultores, instaladores de equipamentos, entre outros.

35. Esse seminário foi o primeiro passo para a revisão da REN nº 482/2012, ora proposta, conforme consta da Agenda Regulatória Indicativa da ANEEL para o biênio 2015-2016.

36. Além das questões levantadas nesse evento, outros pontos surgiram diante do Regulador, tais com os resultados da pesquisa realizada pela ANEEL para medir o grau de satisfação dos consumidores que aderiram ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica, criado pela REN nº 482/2012.

37. O questionário foi enviado a 83 consumidores, por meio do Ofício Circular nº 0009/2014-SRD/ANEEL, de 28/02/2014, disponibilizando link para acessar a pesquisa no site da Agência no período entre 10/03/2014 e 06/04/2014. Os objetivos da pesquisa foram avaliar:

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

- a motivação do consumidor para instalar a GD;
- o grau de dificuldade enfrentado pelo consumidor junto às distribuidoras;
- a percepção sobre a atuação da ANEEL; e
- o grau de satisfação com a GD.

38. Responderam à pesquisa 42 consumidores (50,6% do total de empreendimentos conectados até fevereiro de 2014). A seguir, apresentam-se os principais resultados obtidos da pesquisa:

- a maior motivação para instalar GD foi contribuir para o desenvolvimento sustentável (45%);
- para 50% dos respondentes, as exigências técnicas da distribuidora foram facilmente atendidas, mas, para a outra metade, houve demora e muito esforço;
- 48% dos entrevistados afirmaram que a fatura de energia informa claramente os créditos acumulados;
- a atuação da ANEEL foi avaliada como excelente ou boa por 60% dos consumidores. Apenas 14% a entendem como ruim ou péssima; e
- 98% dos consumidores estão satisfeitos por ter GD, sendo que 62% tiveram as expectativas superadas ou alcançadas.

39. O Anexo III desta Nota Técnica apresenta os resultados agregados para todas as 13 perguntas constantes da pesquisa.

#### III.4 Cenário em março de 2015

40. Após a publicação da REN 482/2012, iniciou-se um lento processo de difusão de micro e minigeradores distribuídos no país (Figura 1).

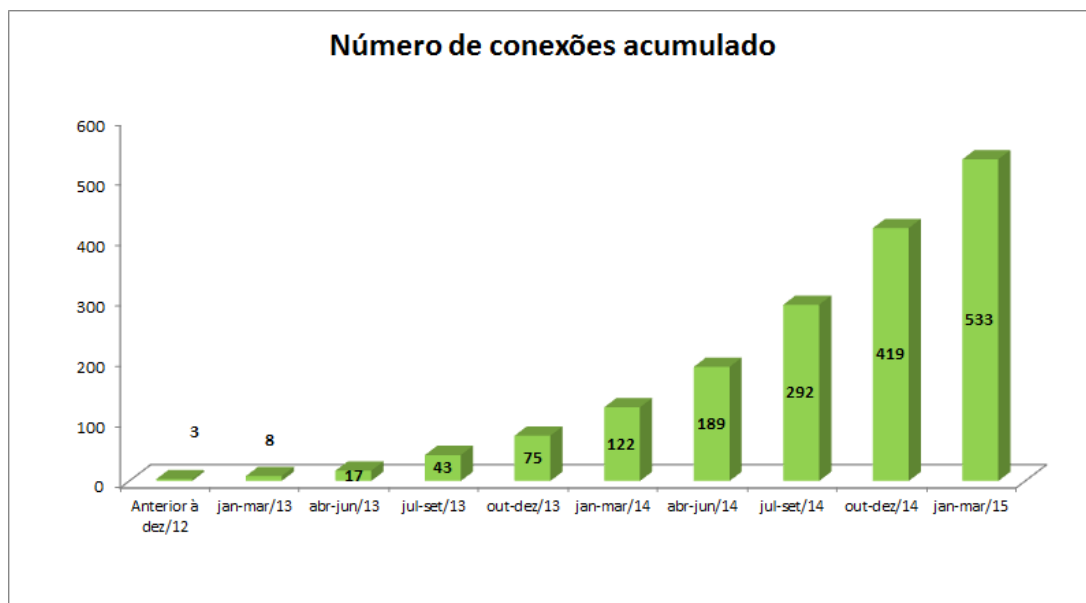


Figura 1: Número de micro e minigeradores até março/2015

Fl. 7 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

41. Conforme apresentado na Figura 1, o número de consumidores com micro ou minigeração distribuída no final de 2014 é 5,5 vezes superior ao registrado no final de 2013, indicando um crescimento acentuado o último ano, mas muito abaixo do potencial de expansão no país. Dentre os 533 geradores instalados, apenas 11 são minigeradores, ou seja, com potência instalada entre 100 kW e 1 MW.

42. A Figura 2 apresenta a distribuição dos geradores instalados por fonte de energia, indicando que a fonte solar fotovoltaica representa mais de 90% do número total de instalações, seguida pela fonte eólica. Deve-se registrar a existência de 10 centrais geradoras híbridas (solar/eólica), o que é um fato positivo pois tais consumidores estão buscando a otimização dos recursos naturais disponíveis em suas unidades consumidoras.

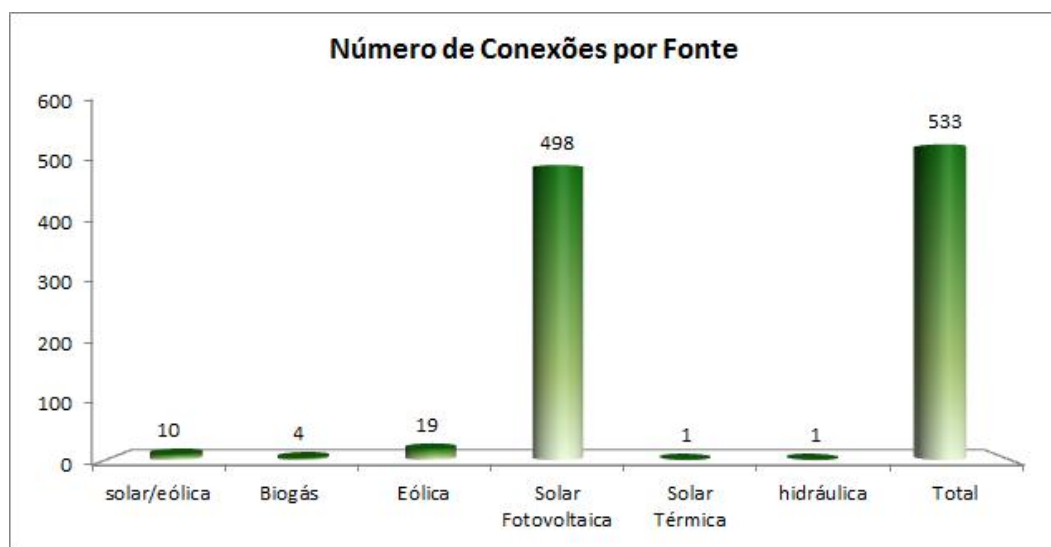


Figura 2: Conexão por tipo de fonte

43. A Figura 3 apresenta a potência instalada dos geradores por fonte, denotando também a predominância da geração solar fotovoltaica frente às demais fontes.

Fl. 8 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

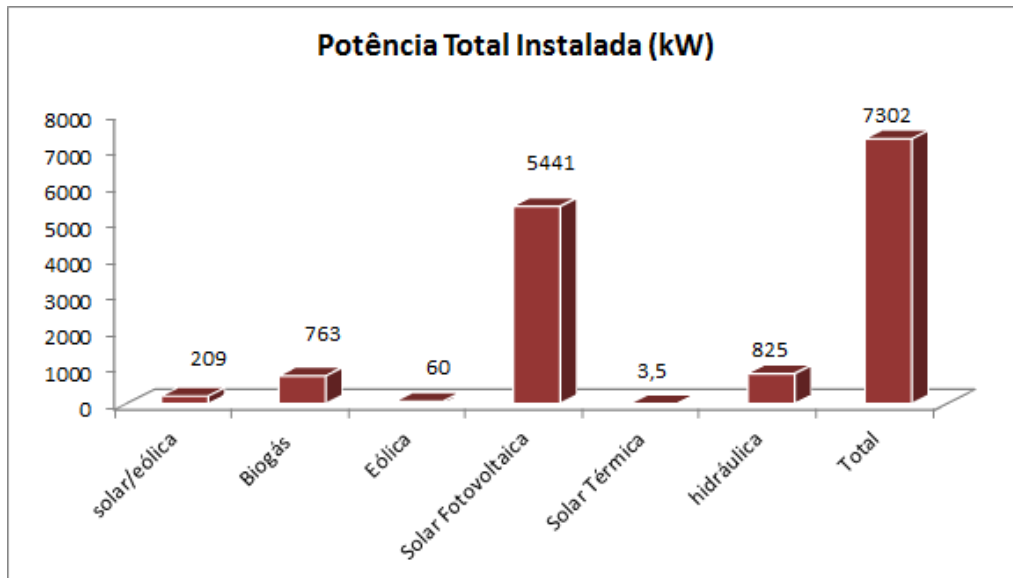


Figura 3: Potência instalada por fonte

44. A Figura 4 ilustra a divisão dos consumidores com micro e minigeração por classe de consumo. As classes residencial e comercial respondem por 87%, sendo que apenas 7% dos consumidores são atendidos em alta tensão.

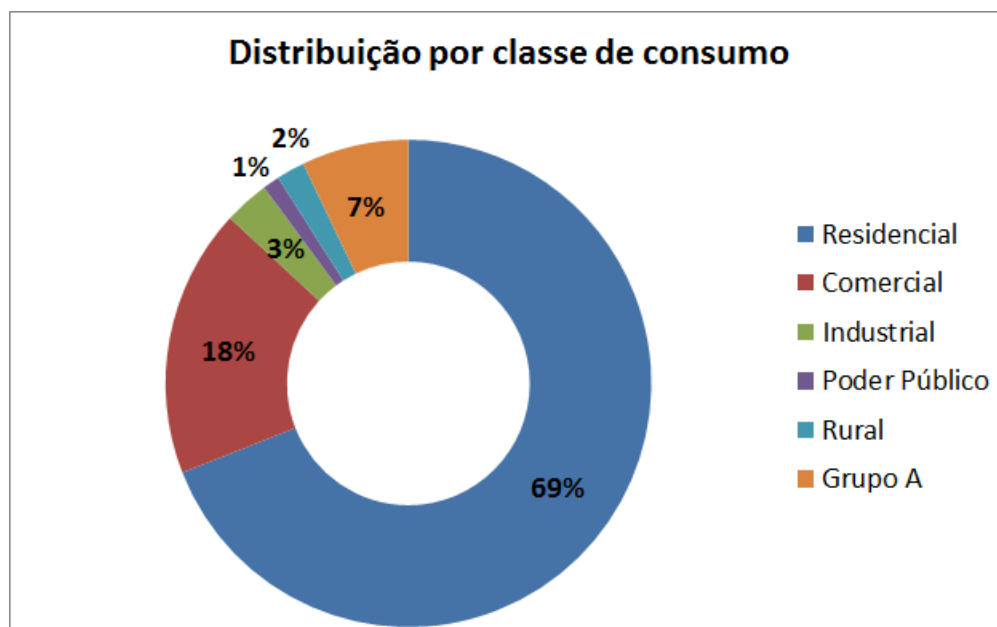


Figura 4: Classes de consumo dos consumidores

45. Em termos de faixas de potência dos micro e minigeradores instalados, observa-se que 73% dos equipamentos tem potência menor ou igual a 5 kW, conforme ilustrado na Figura 5.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 9 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

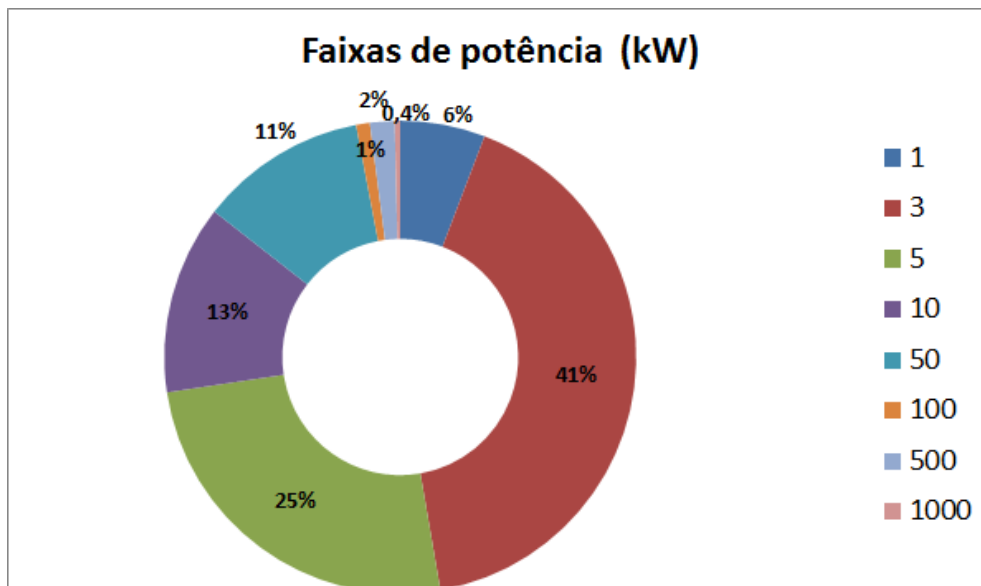


Figura 5: Faixas de potência dos geradores

46. O número de micro e minigeradores instalados em cada distribuidora é apresentado na Figura 6.

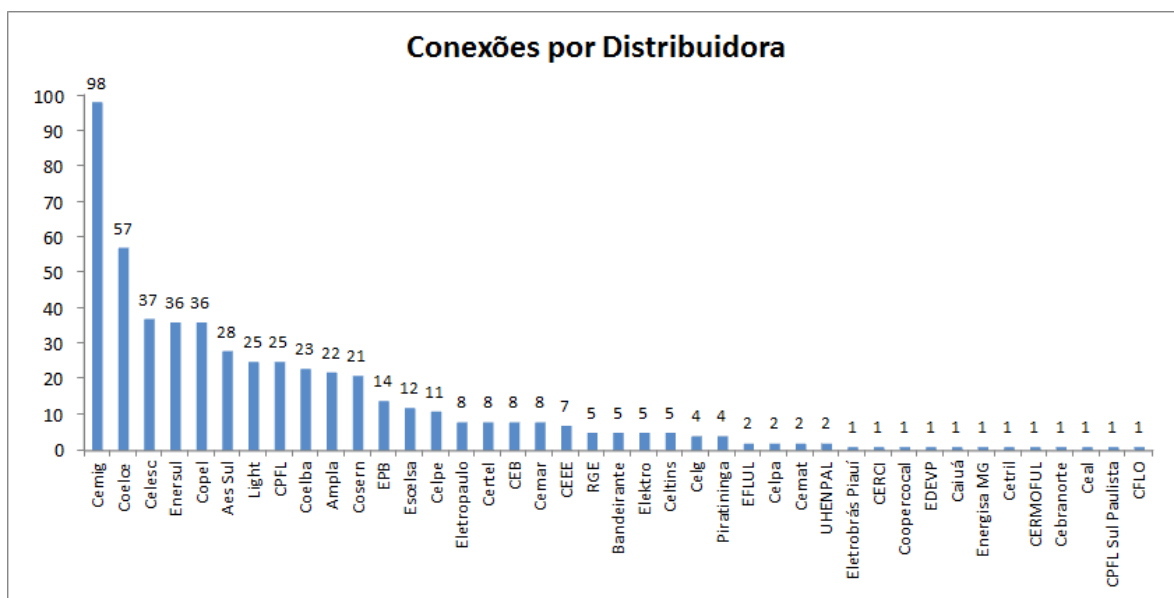


Figura 6: Número de conexões por distribuidora

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 10 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

47. Pode-se perceber que a distribuição do número de conexões por áreas de concessão não é uniforme, sendo a liderança no Estado de Minas Gerais. Essa concentração de sistemas no Estado pode ser atribuída ao menor tempo de retorno do investimento, em função do valor elevado da tarifa, do alto nível de insolação e também da menor incidência do ICMS sobre a energia consumida, em função da Lei Estadual nº 20.824, de 2013.

### III.5 Análise dos prazos para conexão

48. A seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST estabelece os procedimentos e prazos para o acesso, resumidos na Figura 7.

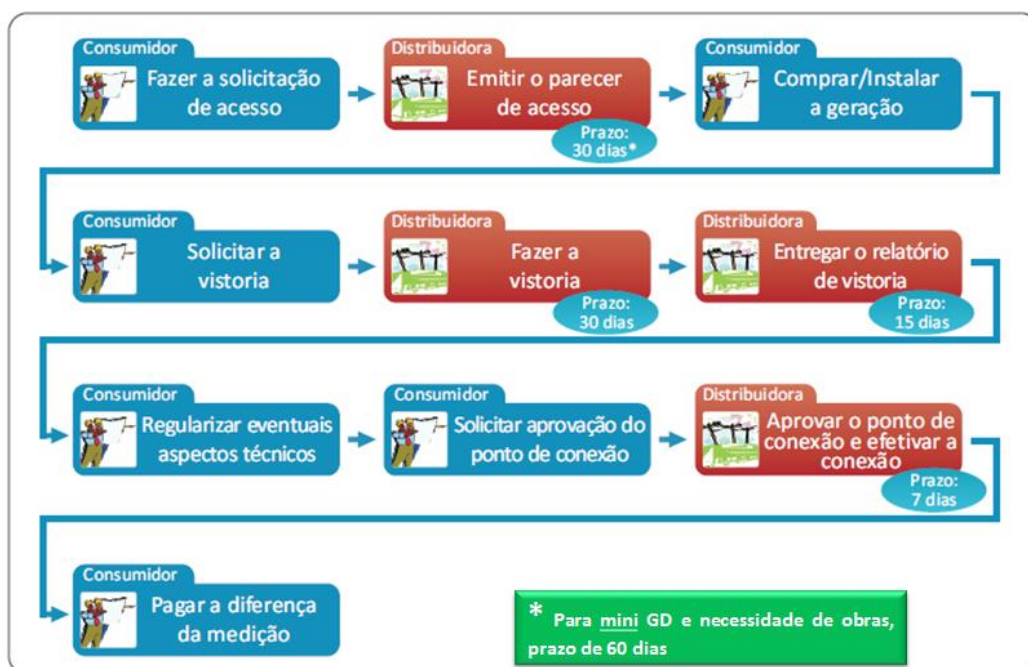


Figura 7: Procedimentos e prazos para conexão

49. Com o objetivo de avaliar o cumprimento desses prazos pelas distribuidoras acessadas, foi emitido o Ofício Circular nº 0022/2014-SRD/SCG/ANEEL, de 18/12/2014, solicitando informações das distribuidoras sobre todos os micro e minigeradores que solicitaram acesso até 31/12/2014.

50. Para avaliar melhor os prazos para a conexão dos micro e minigeradores, dividiu-se a análise nos anos de 2013 e 2014, pois a maior parte das centrais geradoras entrou em operação em 2014.

51. Assim, a Figura 8 apresenta os tempos médios, máximos e mínimos para a conexão em cada uma das 13 distribuidoras com geração distribuída em 2013.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 11 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

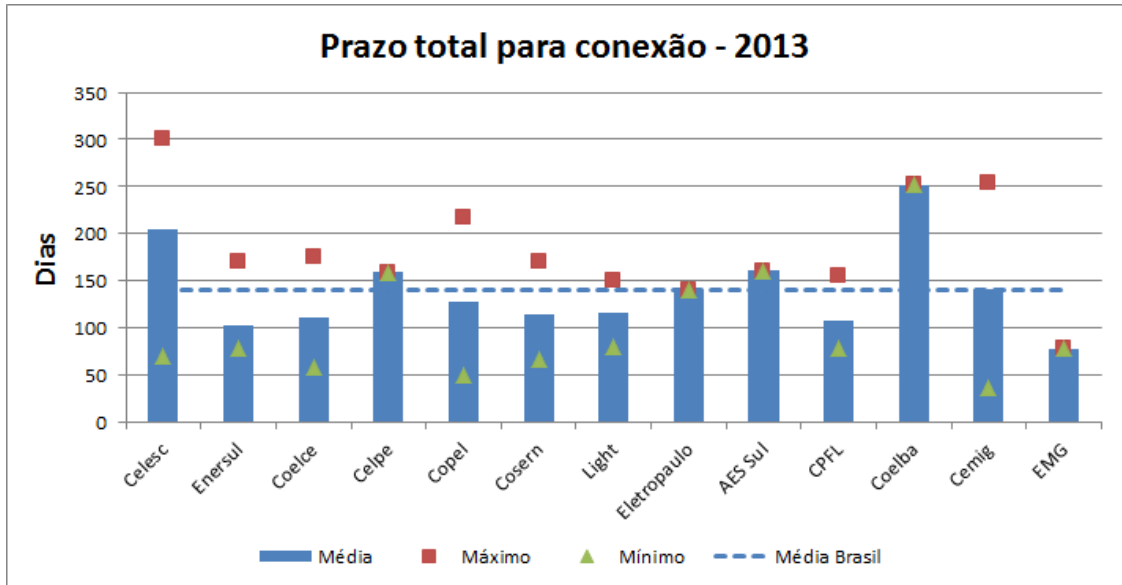


Figura 8: Prazo total para conexão da GD em 2013

52. Conforme ilustrado na Figura 8, o tempo total para o consumidor conseguir conectar a geração distribuída varia muito por distribuidora, sendo que houve casos em que esse prazo foi superior a 200 dias, o que é excessivo. O prazo médio em 2013 foi de 140 dias, tendo sido a distribuidora responsável, em média, por 48% do tempo e o consumidor, por 52%.

53. A Figura 9 apresenta o tempo médio em dias de cada uma das ações de responsabilidade da distribuidora em 2013.

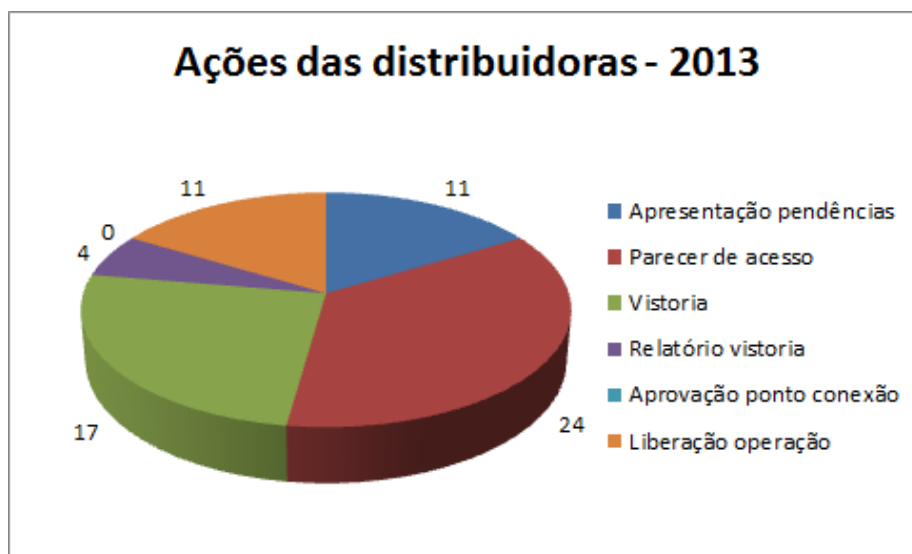


Figura 9: Tempo médio por ação da distribuidora em 2013

Fl. 12 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

54. Comparando-se os prazos da Figura 9 com aqueles estabelecidos pelo PRODIST, e reproduzidos na Figura 7, verifica-se que apenas o prazo médio para aprovação do ponto de conexão e liberação da central geradora para operação ficou acima do máximo previsto no regulamento (7 dias).

55. Destaca-se que as distribuidoras demoraram em média 11 dias para apresentar as pendências ao consumidor e, até que elas fossem sanadas, o prazo para emissão do parecer de acesso ficou suspenso.

56. Para fins de acompanhamento, foram analisados também os tempos médios gastos pelo consumidor durante o procedimento de acesso (Figura 10).

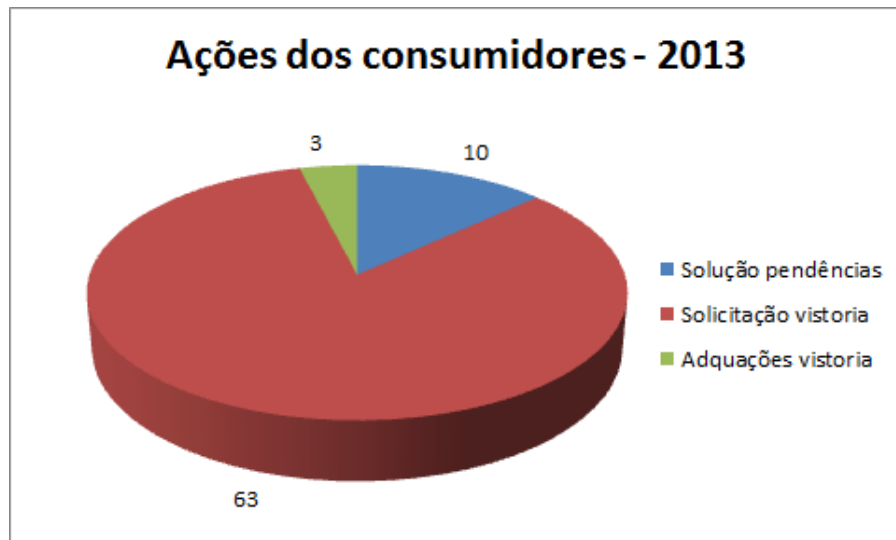


Figura 10: Tempo médio por ação do consumidor em 2013

57. Verifica-se que o consumidor demorou em média 63 dias para solicitar a vistoria. Diante dos dados, o fato do consumidor demorar mais tempo para solicitar a vistoria do que para solucionar pendências ou adequações pode ser considerado surpreendente.

58. Em relação ao ano de 2014, a Figura 11 apresenta os prazos médios, máximos e mínimos para conexão de micro e minigeração por distribuidora.

Fl. 13 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

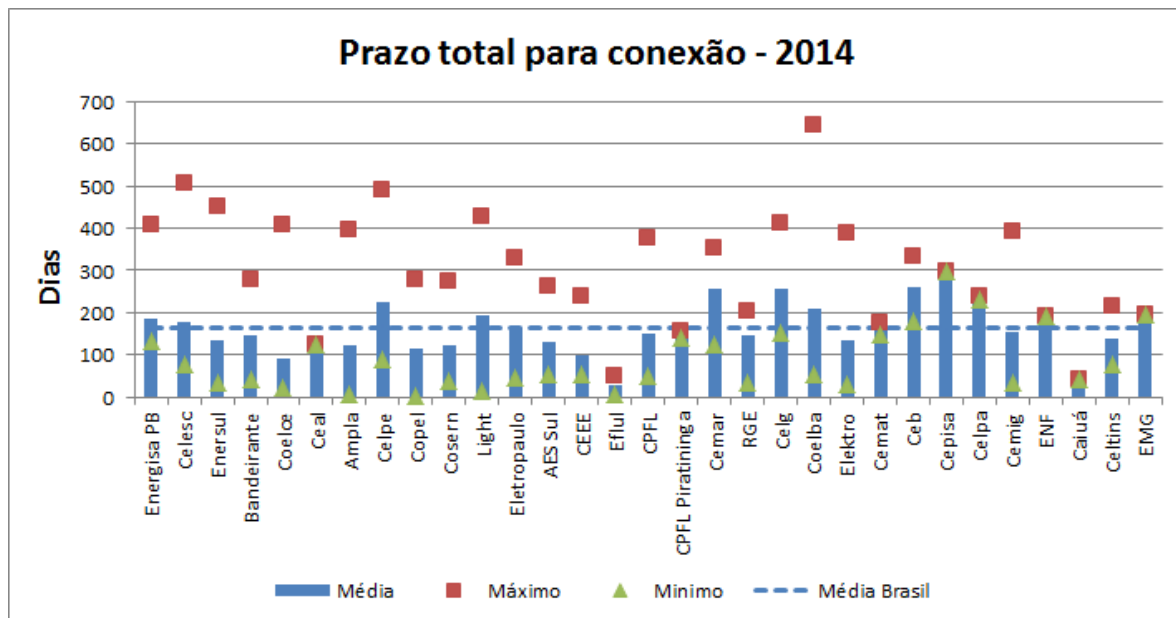


Figura 11: Prazo total para conexão da GD em 2014

59. Constatase que o tempo total para o consumidor conseguir conectar a geração distribuída varia muito por distribuidora, sendo inclusive superior ao de 2013. O prazo médio em 2014 foi de 163 dias, tendo sido a distribuidora responsável, em média, por 49% do tempo e o consumidor, por 51%.

60. Das 13 empresas que já tinham geração distribuída conectada desde 2013, em apenas 5 o tempo médio total diminuiu em 2014, em 6 o tempo médio gasto pela distribuidora foi reduzido e em 4 houve redução do prazo médio para o consumidor realizar suas ações.

61. É possível perceber, ainda, que houve vários consumidores que solicitaram acesso em 2013 e só foram conectados em 2014, com registros de prazos máximos extremamente elevados, que ultrapassam 500 dias.

62. A Figura 12 apresenta o tempo médio em dias de cada uma das ações de responsabilidade da distribuidora em 2014.

Fl. 14 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

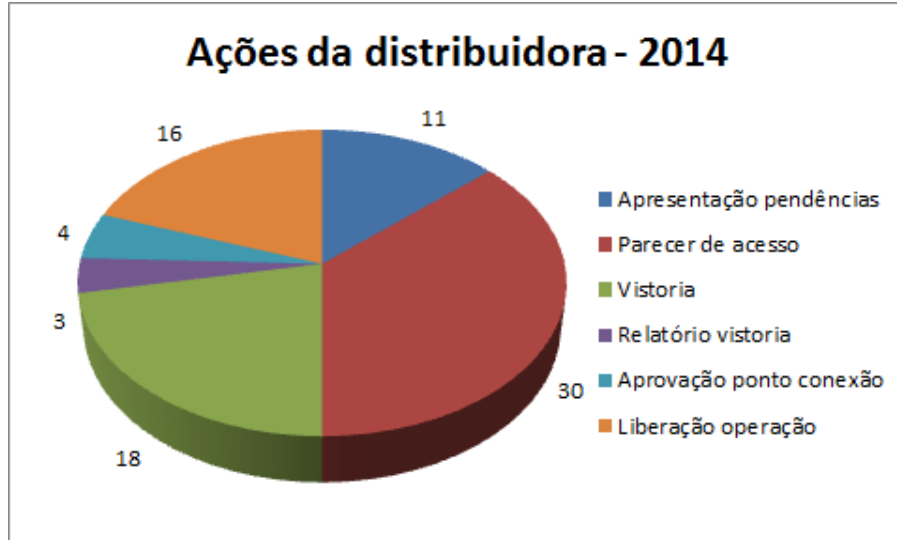


Figura 12: Tempo médio por ação da distribuidora em 2014

63. Comparando-se os prazos da Figura 12 com aqueles estabelecidos pelo PRODIST, e reproduzidos na Figura 7, verifica-se que apenas o prazo médio para aprovação do ponto de conexão e liberação da central geradora para operação em 2014 ficou acima do máximo previsto no regulamento (7 dias), assim como ocorrido em 2013.

64. Da mesma forma como em 2013, a distribuidora demorou em média 11 dias para apresentar as pendências ao consumidor e, até que elas fossem sanadas, o prazo para emissão do parecer de acesso ficou suspenso.

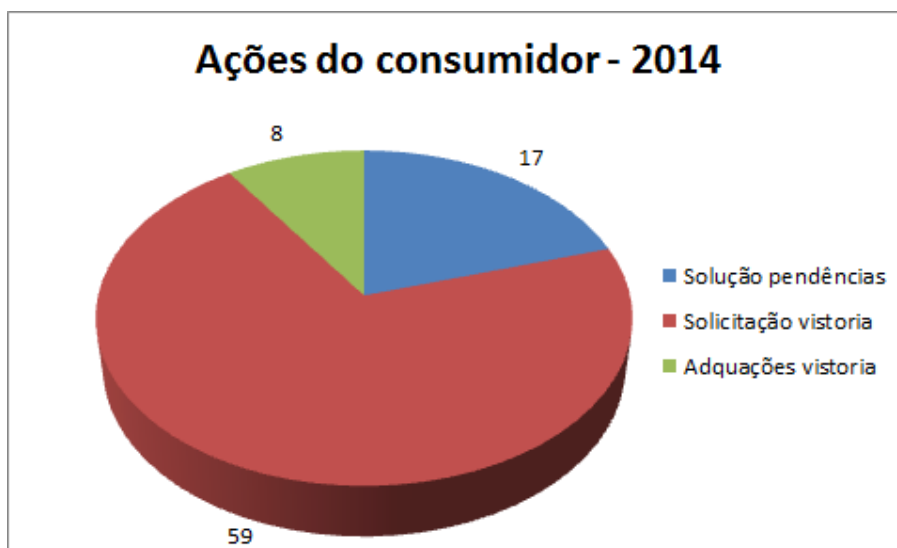


Figura 13: Tempo médio por ação do consumidor em 2014

Fl. 15 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

65. Conforme a Figura 13, o consumidor demorou em média 59 dias para solicitar a vistoria, mas com base nos dados informados pelas distribuidoras, não se pode afirmar a razão para a necessidade de tanto tempo, principalmente quando comparado com as demais ações.

66. Uma hipótese seria o consumidor realizar a compra dos equipamentos somente após a emissão do parecer de acesso e, como os produtos são em sua maioria importados, esse seria o tempo necessário para o recebimento e instalação.

67. Outra hipótese seria o consumidor solucionar pendências apontadas no parecer de acesso, as quais o consumidor somente foi informado após a emissão do documento, que não se confundem com as pendências apontadas pela distribuidora durante a análise da documentação entregue na solicitação de acesso.

68. Em que pese os prazos atualmente regulamentados estarem, na média, sendo atendidos, verifica-se que o tempo total gasto para conexão de micro e minigeradores permanece elevado. Essa demora na efetivação da interligação justifica uma intervenção regulatória para agilizar o processo, tornando-o mais célere sem perda da garantia dos requisitos de qualidade e de segurança. Dessa forma, no item III.7 são apresentadas as propostas para simplificar e agilizar os procedimentos de acesso de micro e minigeração ao sistema de distribuição.

### **III.6 Resultado da Análise de Impacto Regulatório**

69. Em conformidade com a Norma de Organização ANEEL nº 40, aprovada pela Resolução Normativa nº 540, de 13/03/2013, realizou-se a Análise de Impacto Regulatório – AIR, constante do Anexo V desta Nota Técnica.

70. Em resumo, foram elaborados 4 cenários para avaliar alternativas de alterações na REN nº 482/2012 de forma a estimar o número de adotantes residenciais e comerciais, além de aferir os impactos econômicos no mercado. Adicionalmente, foram incluídos dois cenários que permitem estimar os efeitos que a mudança na forma de tributação da energia poderia causar no mercado. Uma breve descrição dos cenários idealizados é apresentada a seguir:

- Cenário I: manutenção das regras vigentes na REN nº 482/2012;
- Cenário II: permitir que unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato possam participar do sistema de compensação de energia elétrica;
- Cenário III: retirar o limite da potência instalada do microgerador à carga instalada da unidade consumidora do Grupo B;
- Cenário IV: soma dos cenários II e III;
- Cenário V: manutenção das regras vigentes na REN nº 482/2012, sem os efeitos da incidência do ICMS sobre toda a energia consumida (Convênio ICMS 6/2013 do CONFAZ); e
- Cenário VI: cenário II sem os efeitos da incidência do ICMS sobre toda a energia consumida (Convênio ICMS 6/2013 do CONFAZ).

Fl. 16 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

71. Com base nesses Cenários, estimou-se o número de consumidores residenciais e comerciais que irão instalar microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2015-2024 e os impactos financeiros para os consumidores, distribuidoras, Estado, União e a sociedade, conforme detalhados no Anexo V.

72. Como resultado, conclui-se que todas as alternativas simuladas são positivas, tanto do ponto de vista global, quanto sob a perspectiva dos Estados e da União. No entanto, haveria um pequeno aumento na tarifa de todos os consumidores de baixa tensão, inferior a 1% dentro do horizonte de estudo, bem como uma leve redução de receita para as distribuidoras, inferior a 0,3% no cenário mais otimista.

73. Assim, conclui-se que há uma grande oportunidade de acelerar a adoção da microgeração entre os consumidores residenciais e comerciais com a revisão da REN nº 482/2012, uma vez que os impactos resultantes são positivos para a sociedade.

74. Dessa forma, dentre as alternativas que tratam apenas de alterações na REN nº 482/2012 (Cenários de I a IV), escolheu-se o Cenário II, pois apresenta um grande potencial de aumentar o público alvo do sistema de compensação de energia, incluindo condomínios residenciais e comerciais, por exemplo.

75. A principal razão para não se escolher o Cenário IV, que agregaria a mesma quantidade de consumidores até 2024 (ano final do horizonte de estudo) que o Cenário II, reside no risco de incentivar a instalação de geração superior à carga instalada para consumidores do grupo B, o que poderia levar a superação dos limites de carregamento dos alimentares e transformadores antes do previsto pelo planejamento, gerando a necessidade de investimentos para reforços na rede de distribuição e, dependendo do caso, ao aumento das perdas, algo que contraria um dos principais benefícios da geração distribuída.

76. Por fim, realizou-se a análise de sensibilidade para os resultados obtidos para o Cenário II, simulando-se os impactos econômicos para situações em que o número de micro e minigeração instalado fosse 2, 5 e 10 superior ao da alternativa escolhida.

77. Com base nessa análise, pode-se concluir que caso o número de micro e minigeração esperado para o ano de 2024 seja até 5 vezes superiores ao estimado para o Cenário II, não haveria impactos relevantes para os consumidores e distribuidoras. Apenas quando se simula valores 10 vezes superiores é que os impactos tarifários ficam representativos para algumas empresas, conforme detalhado no Anexo V.

78. Diante desse contexto, apresentam-se, a seguir, as propostas de modificações na regulamentação vigente para reduzir barreiras para o acesso de micro e minigeração ao sistema de distribuição.

### **III.6 Propostas para aperfeiçoar a REN 482/2012**

#### **a) Definições do Capítulo I**

79. Com o objetivo de não limitar a participação no Sistema de Compensação às fontes específicas listadas pela resolução, propõe-se alterar os conceitos de microgeração e minigeração distribuída de forma a permitir que qualquer fonte renovável possa ser utilizada pelo consumidor para gerar a própria energia, mantendo-se também a cogeração qualificada.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 17 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

80. Para enfrentar a limitação existente e tratar um caso bem específico, a Agência publicou a Resolução Autorizativa nº 4896, de 4/11/2014, autorizando a empresa Adabliu Eventos, em parceria com a Prefeitura Municipal do Rio de Janeiro, a enquadrar, no Sistema de Compensação de Energia Elétrica, um projeto de microgeração distribuída a partir de força motriz humana por meio de equipamentos para realização de esportes.

81. Dessa forma, com objetivo de não restringir a inserção de fontes renováveis na matriz elétrica, entende-se ser oportuna essa proposta e não se vislumbra nenhum problema regulatório ou técnico advindo da referida alteração.

82. Além da inclusão de qualquer fonte renovável, propõe-se o aumento do limite da potência instalada para a central geradora conectada à rede por meio de instalações de unidades consumidoras, passando de 1 MW para 5 MW, exceto para central geradora hidrelétrica – CGH, cujo limite legal<sup>5</sup> para o registro na ANEEL é 3 MW.

83. Essa alteração é um pleito antigo dos agentes, desde a Audiência Pública nº 42/2011 que originou a REN nº 482/2012, passando pela Consulta Pública nº 005/2014, que colheu contribuições sobre a ampliação do conceito do "net metering" para centrais geradoras com potência instalada superior a 1 MW conectadas à rede por meio de instalações de unidades consumidoras.

84. Para que as distribuidoras e os demais consumidores possam usufruir dos benefícios da geração distribuída de maior porte conectada à rede, é importante que as distribuidoras realizem estudos para identificar os melhores locais para inserção da geração distribuída, em especial com potência superior a 1 MW. Tais estudos poderiam ser financiados com os recursos dos programas de P&D e nortear a emissão dos pareceres de acesso.

85. A partir das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 005/2014, pôde-se depreender que há interesse dos consumidores em instalar geração distribuída com potência superior a 1 MW. Todavia, para que esse interesse possa evoluir para a decisão de realizar o investimento, os consumidores avaliarão diversos fatores que influenciam na tomada de decisão, tais como incentivos econômicos oferecidos pelo regulamento e, no caso da cogeração, a relação de preços entre o gás e a energia elétrica e a possibilidade do uso do mecanismo de compensação de energia.

86. A ampliação do limite de minigeração também favorece a inserção na matriz elétrica de centrais geradoras que atualmente não estão aptas a participar de leilões de energia previstos pelo MME e organizados pela ANEEL para contratação de energia no Ambiente de Contratação Regulada - ACR. Por exemplo, o limite mínimo de potência dos empreendimentos requerido para participar no Leilão de Energia de Reserva - LER<sup>6</sup>, realizado em 31/10/2014, foi de 5 MW. Dessa forma, os empreendimentos de geração de menor porte são excluídos dos leilões regulados e, portanto, necessitam de outras modalidades de comercialização da energia para viabilizar seu investimento.

---

<sup>5</sup> Conforme §1º do art. 8º da Lei nº 9.074, de 7/7/1995, com redação dada pela Lei 13.097, de 19/1/2015.

<sup>6</sup> Inciso II, §2º, Art. 3º, Portaria MME nº 236, de 30/5/2014.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 18 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

87. Assim, a SRD entende ser oportuna a elevação do limite da minigeração para 3 MW para CGH e 5 MW para demais fontes, de forma a ficar compatível com os limites para o procedimento simplificado de registro das centras geradores na ANEEL, além de criar um ambiente mais favorável que permita a inserção dessa geração na matriz elétrica brasileira.

88. Ainda dentro das definições constantes do art. 2º, propõe-se retirar a restrição de o consumidor poder compensar a energia excedente injetada apenas em unidades consumidoras cujo titular tenha o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ), retornando ao conceito original da REN nº 482/2012.

89. Dessa forma, passa-se a permitir que eventuais créditos de energia sejam utilizados também em outras unidades consumidoras localizadas em áreas contíguas, tais como condomínios residenciais e comerciais, pois eles fazem parte de uma comunhão de interesse de fato, não necessariamente com o mesmo titular. Tal alteração reflete a adoção do Cenário II avaliado na Análise de Impacto Regulatório.

90. Deve-se ressaltar que se mantém a possibilidade de os consumidores compensarem o excedente em outras unidades cujos titulares sejam os mesmos, tanto para pessoa física quanto jurídica.

#### b) Capítulo II – Acesso ao sistema de distribuição

91. O §1º do art. 4º estabelece que o limite de potência de GD a ser instalada é equivalente à demanda contratada por consumidores do grupo A. Contudo, tendo em vista que as unidades classificadas na modalidade tarifária azul contratam dois valores de demanda: uma para o horário de ponta e outra para o horário fora de ponta, o limite da potência instalada da central geradora deve ser o maior valor entre as demandas contratadas e não simplesmente a demanda contratada, o que pode gerar dúvidas ao acessante ou à distribuidora. Portanto, propõe-se uma modificação no texto da norma para esclarecer esse aspecto.

92. Já para unidades consumidoras do grupo B, a Norma limita a potência da GD à carga instalada. Para esses casos, incluiu-se um comando para esclarecer que não devem ser consideradas as cargas diretamente relacionadas ao sistema auxiliar da central geradora para comprovar a carga instalada da unidade consumidora do grupo B. O objetivo dessa modificação é garantir que a geração esteja junto à carga, situação em que os benefícios para a rede são maiores.

93. Com relação aos custos para adequações do sistema de distribuição, art. 5º, parágrafo único, propõe-se o uso do termo “melhorias” ao invés de “ampliações e reforços” para uniformizar os conceitos entre os regulamentos<sup>7</sup> da Agência, pois no âmbito da transmissão, ampliação frequentemente é usada para obras de expansão do sistema, tais como construção de novas linhas e subestações.

94. Em relação a reforços e melhorias, verifica-se que reforço implica aumento de capacidade de transmissão (novo transformador, recondução de linha, etc.), enquanto melhoria refere-se a simples intervenções nas instalações com o objetivo de manter a prestação do serviço adequado (automação, proteção, etc.).

<sup>7</sup> Resolução Normativa nº 443, de 26/7/2011.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 19 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

c) Capítulo III – Sistema de Compensação de Energia

95. Para o sistema de compensação de energia elétrica, são propostos diversos aprimoramentos para corrigir algumas distorções no faturamento resultantes de interpretações errôneas da regra atual, assim como para melhorar as informações constantes da fatura de consumidores que instalaram micro ou minigeração, entre outros, conforme detalhado a seguir.

96. Para evitar que o excedente de energia produzido no mês seja erroneamente debitado ou não creditado para o mês seguinte, em função da interpretação de algumas distribuidoras que confundem o faturamento mínimo pelo custo de disponibilidade com o consumo medido no mês, altera-se a redação do inciso II do art. 7º e incluem-se novos incisos para tratar adequadamente essas questões.

97. Assim, o consumo a ser faturado é a energia consumida no mês, deduzidas a energia injetada no mês e eventual excedente de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso.

98. Caso a energia injetada seja superior à consumida, o excedente de energia será igual à diferença entre o montante de energia injetada e o montante de energia consumida. Quando o excedente de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo no mês corrente, não se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, para consumidores do grupo B.

99. Para tratar adequadamente a utilização do excedente de energia produzida em unidades consumidoras do grupo A e compensadas em outras do grupo B, em função das componentes TUSD e TE serem cobradas somadas em R\$/MWh para os consumidores de baixa tensão, mas separadas para os consumidores do grupo A (R\$/kW e R\$/MWh), propõe-se a seguinte regra:

- o montante de energia injetado por unidade consumidora do Grupo A e utilizado para compensar a energia em unidades consumidoras do Grupo B deverá observar a relação entre a soma das componentes da tarifa em R\$/MWh (TUSD e TE), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os reajustes ou revisões tarifárias, exceto para unidades consumidoras localizadas em áreas contíguas.

100. Excluem-se dessa fórmula os consumidores localizados em áreas contíguas, tais como os integrantes de condomínios residenciais e comerciais, porque a energia excedente será alocada dentro do próprio condomínio, não trafegando pela rede da distribuidora, apesar da diferença tarifária existente entre os consumidores.

101. Para o caso de compensação em postos tarifários diferentes do posto em que se deu a geração, aprimorou-se o conceito do fator de ajuste adotado para considerar os custos da energia nos horários de ponta e fora da ponta para os consumidores do grupo A, mas sem proporcionar alteração no resultado final.

Fl. 20 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

102. Assim, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação entre a soma das componentes da tarifa em R\$/MWh (TUSD e TE), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os reajustes ou revisões tarifárias, se houver.

103. Com relação às informações que devem constar da fatura de energia, há necessidade de fornecer mais dados para que o consumidor possa compreender o funcionamento do sistema de compensação de energia. Desde a publicação da REN nº 482/2012, a Agência recebeu diversas reclamações dos consumidores de que a fatura é incompreensível ou que há informações insuficientes para que ele possa acompanhar os resultados da sua geração.

104. Assim, além das informações definidas na Resolução Normativa nº 414/2010, a fatura dos consumidores que possuem microgeração ou minigeração distribuída deve conter, por posto tarifário:

- a) o saldo anterior de créditos;
- b) a energia elétrica ativa consumida;
- c) o montante de energia elétrica ativa injetada;
- d) os históricos de energia elétrica ativa consumida e injetada nos últimos 12 meses;
- e) o total de créditos utilizados, discriminados por unidade consumidora;
- f) o total de créditos expirados;
- g) o saldo atualizado de créditos;
- h) a próxima parcela do saldo atualizado de créditos a expirar e o ciclo de faturamento em que ocorrerá;
- i) informação da participação da unidade consumidora no sistema de compensação de energia elétrica.

105. Alternativamente à inserção das informações elencadas anteriormente na fatura de energia, a distribuidora pode fornecê-las ao consumidor por meio de um demonstrativo específico (uma tabela), anexo à fatura, ou disponibilizado em seu sítio na internet, em um espaço de acesso restrito.

106. Para aquelas unidades consumidoras que estão cadastradas no sistema de compensação de energia elétrica apenas para receber os créditos gerados em outras instalações, a fatura deve conter o total de créditos utilizados na correspondente unidade consumidora por posto tarifário, se houver.

107. Foi inserido um inciso no art. 7º para esclarecer que os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa (kWh), não estando sua quantidade sujeita a alterações nas tarifas de energia elétrica.

108. Considerando que o sistema de compensação de energia elétrica tem efeitos no mercado faturado e na carga medida da distribuidora, que são bases de cálculo dos processos de reajustes e revisões tarifárias, os seus efeitos devem ser analisados pela Superintendência de Gestão Tarifária - SGT e contemplados nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, mediante instauração de Audiência Pública específica.

d) Capítulo IV – Medição

Fl. 21 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

109. Os custos para adequação do sistema de medição atualmente são alocados aos consumidores que decidem instalar a geração distribuída, devendo-se cobrar apenas diferença entre o custo dos componentes requeridos para o sistema de compensação de energia elétrica (funcionalidade de medição bidirecional) e o custo do medidor convencional utilizado em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

110. No entanto, ao analisar as informações prestadas pelas distribuidoras em resposta ao Ofício Circular nº 0022/2014-SRD/SCG/ANEEL, de 18/12/2014, que solicitou dados sobre todos os micro e minigeradores que solicitaram acesso até 31/12/2014, constatou-se que os preços cobrados do consumidor variam entre R\$ 80 e R\$ 1800. Essa discrepância nos valores pode advir do fato de algumas distribuidoras adotarem equipamentos que possuem diversas outras funcionalidades além da medição bidirecional, uma vez que são as próprias distribuidoras que definem os modelos que são adquiridos.

111. Por outro lado, a Resolução Normativa nº 502, de 7/8/2012, que regulamenta os sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B, estabelece que os consumidores que aderirem à tarifa branca deverão ter seus medidores substituídos pela distribuidora, sem custos.

112. Segundo o caput do art. 73 da REN 414/2010, “O medidor e demais equipamentos de medição devem ser fornecidos e instalados pela distribuidora, às suas expensas, exceto quando previsto o contrário em legislação específica”.

113. Dessa forma, com objetivo de acabar com a distorção do valor cobrado do consumidor e também adotar o mesmo princípio estabelecido em outros regulamentos da Agência, propõe-se que o sistema de medição para o consumidor com micro ou minigeração, além de ser instalado pela distribuidora, seja sem custos para o acessante.

#### e) Capítulo V – Disposições Gerais

114. Tendo em vista que o art. 13 estabelece a responsabilidade da distribuidora pela coleta das informações dos microgeradores e minigeradores distribuídos e envio dos dados para registro na ANEEL, e que o modelo adotado encontra-se disponível no site da Agência<sup>8</sup>, propõe-se alterar a redação deste artigo para adequá-lo ao procedimento vigente.

115. Adicionalmente, propõe-se padronizar a data do envio dos dados para registro para até o dia 10 de cada mês, contendo os dados dos micro e minigeradores que entraram em operação até o último dia do mês anterior.

116. Por fim, a resolução que aprovará a revisão da REN nº 482/2012 fixará um prazo de 60 dias para que as distribuidoras possam revisar suas normas técnicas, ressaltando que os novos prazos e procedimentos estabelecidos na REN nº 482/2012 e na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST começarão a valer a partir da publicação da resolução.

---

<sup>8</sup> [www.aneel.gov.br/scg](http://www.aneel.gov.br/scg)

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 22 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

### **III.7 Propostas para aperfeiçoar a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST**

117. As propostas de modificações na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST tiveram o objetivo de (i) tornar mais clara a caracterização das instalações com micro e minigeração distribuída como unidades consumidoras; (ii) adequar prazos e procedimentos àqueles estabelecidos nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica; e (iii) facilitar o procedimento de acesso de micro e minigeração distribuída.

#### **a) Etapas para viabilização do acesso**

118. Considerando-se as particularidades dos sistemas de micro e minigeração distribuída, as etapas de consulta e informação de acesso seriam, na maioria das vezes, procedimentos desnecessários. Contudo, caso o consumidor deseje obter informações preliminares antes de efetuar uma solicitação de acesso, a etapa de consulta poderia se mostrar como uma ferramenta adequada.

119. Nesse contexto, foi mantida a possibilidade de realizara consulta de acesso (facultada ao acessante), sendo a emissão da informação de acesso pela distribuidora obrigatória quando efetuada a consulta. Por outro lado, a manutenção de duas etapas adicionais de acesso (mesmo que facultativas) poderia ocasionar uma burocratização desnecessária do procedimento de acesso de micro e minigeradores. Assim sendo, incentiva-se o envio de contribuições acerca dos impactos da remoção da consulta/informação ou da efetiva aplicabilidade dessas etapas.

120. Com relação à solicitação de acesso, verificou-se, durante os estudos conduzidos pela SRD para aprimoramento das regras aplicáveis aos micro e minigeradores, a necessidade de limitar o tipo e a quantidade de documentos que devem ser apresentados pelos consumidores no momento da solicitação, com o intuito de evitar que as distribuidoras atribuam aos acessantes obrigações desmedidas para que consigam acessar adequadamente a rede de distribuição.

121. Assim, estão sendo propostos formulários padronizados, de acordo com a faixa de potência do sistema de geração (até 5 kW, de 5 a 75 kW e acima de 75 kW), para preenchimento dos pelos acessantes no momento da solicitação. Além disso, foram pré-estabelecidas listas dos documentos que as distribuidoras podem exigir para análise da solicitação de acesso à rede de sua responsabilidade. Nesse aspecto, espera-se que a sociedade contribua avaliando a adequabilidade dos documentos listados à finalidade a que se destinam.

122. Ainda com relação à etapa de solicitação de acesso, com o intuito de evitar que as distribuidoras recebam solicitações incompletas – o que poderia retardar a análise e, conseqüentemente, atrasar a conexão da geração distribuída – foi proposta uma modificação no item 2.4 de maneira a exigir que a distribuidora, imediatamente após receber a solicitação de acesso, confira a documentação e somente receba oficialmente o pedido caso todos os documentos necessários à avaliação estejam anexados ao formulário adequado.

Fl. 23 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

123. Finalmente, quanto à emissão do parecer de acesso, a proposta a ser submetida à Audiência Pública prevê a redução dos prazos atualmente estabelecidos para microgeradores, passando dos atuais 30 dias para 15 dias. O prazo para emissão do parecer permanece em 30 dias para minigeradores distribuídos, continuando válido o limite de 60 dias para tal emissão quando forem necessárias obras de reforço ou ampliação no sistema de distribuição.

124. A nova redação explicita, contudo, que os prazos ficam suspensos quando houver de falta de informação de responsabilidade do acessante necessária à elaboração do parecer de acesso.

b) Requisitos de projeto

125. O texto atual da Seção 3.7 define, na Tabela 1, os níveis de tensão para conexão de micro e minigeração distribuída. Todavia, a regra indica que os valores efetivamente considerados para conexão dependem de definição da distribuidora acessada. De forma a eliminar essa incoerência, é proposta a exclusão da atual Tabela 1 e uma modificação textual indicando que a quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora serão definidos pela distribuidora em função das características técnicas da rede e em conformidade com a regulamentação vigente.

126. No que se refere aos requisitos de proteção, a regra vigente determina que é desnecessária a redundância de proteções para microgeradores conectados à rede por meio de inversores. Tendo em vista que a conexão de minigeradores à rede por meio de inversores guarda similaridades tecnológicas com a conexão de microgeradores da mesma forma, propõe-se estender tal conceito também aos minigeradores.

127. Por fim, em conformidade com a análise descrita no item III.2 desta Nota Técnica, foi inserido um dispositivo no item 4 da Seção 3.7 indicando que, para sistemas que se conectam à rede por meio de inversores, o acessante deve apresentar certificados atestando que os inversores foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras ou normas internacionais, de forma a atender aos requisitos de segurança e qualidade.

c) Procedimentos de implementação e vistoria das instalações

128. Em relação aos procedimentos de implementação, vistoria e aprovação das instalações de unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída, o novo texto da Seção 3.7 buscou uniformizar as etapas e prazos necessários à conexão da geração com aqueles aplicáveis aos demais consumidores. Dessa forma, procurou-se aproximar o procedimento de implantação aplicável à unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída com o processo estabelecido nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica (REN nº 414/2010).

129. Segundo essa ótica, é proposta a redução do prazo para a distribuidora realizar da vistoria dos atuais 30 dias, independentemente do local onde se encontra a unidade consumidora com micro e minigeração distribuída, para 3 dias úteis, em caso de conexão em área urbana, ou 5 dias úteis, em caso de conexão em área rural.



Fl. 24 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

130. Destaca-se que os prazos para realização da vistoria devem ser contados a partir da data de solicitação formal pela unidade consumidora, exceto quando o acesso demandar obras no sistema de distribuição, situação em que o prazo de vistoria deve ser contado a partir do primeiro dia útil subsequente ao da conclusão da obra, de acordo com o cronograma informado pela distribuidora, ou do recebimento, pela distribuidora, da obra executada pelo interessado.

131. Outra proposta de alteração refere-se ao prazo de elaboração do relatório de vistoria pela distribuidora. No novo texto da Seção 3.7, é proposta a redução do prazo de entrega do relatório de vistoria ao interessado de 15 dias para 3 dias úteis, contados a partir da realização da vistoria. Além disso, retirou-se a obrigação de a distribuidora encaminhar ao interessado o relatório de vistoria quando não forem identificadas pendências nas instalações da unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída, em similaridade ao processo já adotado para os demais consumidores na REN nº 414/2010.

132. Cabe destacar que a proposta prevê que, quando da indicação de pendências do acessante, a distribuidora deve fazê-lo de uma única vez, apresentando todas as providências corretivas necessárias. A intenção é prover o processo de maior agilidade, diminuindo potenciais conflitos advindos da indicação de pendências de forma parcelada pela acessada.

133. O novo texto da Seção 3.7 deixou expressa a necessidade de o acessante, uma vez corrigidas todas as pendências identificadas no relatório de vistoria, solicitar à distribuidora nova vistoria para fins de aprovação do ponto de conexão.

134. Por fim, é proposta a redução do prazo para a distribuidora aprovar o ponto de conexão e liberar a conexão de unidades consumidoras do grupo B. Na nova redação, esse prazo foi reduzido dos atuais 7 dias para 2 dias úteis, em caso de conexão em área urbana, ou 5 dias úteis, em caso de conexão em área rural.

135. Para unidades consumidora do grupo A, manteve-se o prazo de 7 dias úteis para realizar a aprovação do ponto, em semelhança ao processo estabelecido na REN nº 414/2010. Os prazos para aprovação do ponto devem ser contados a partir da data de vistoria em que for constatada a adequação das instalações da unidade consumidora.

136. Destaca-se que, quando da aprovação do ponto de conexão, a distribuidora deve concomitantemente adequar o equipamento de medição e iniciar o sistema de compensação de energia da unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída.

d) Requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão

137. Durante o trabalho de acompanhamento da implantação da REN 482/2012, verificou-se a necessidade de adotar métodos de divulgação da existência de geração nas unidades consumidoras com o intuito de aumentar a segurança dos agentes envolvidos nos processos de operação e manutenção das redes e das instalações.

138. Nesse sentido, a proposta submetida à avaliação da sociedade apresenta a inserção de um item que obriga a instalação, pelo consumidor participante do Sistema de Compensação de Energia, de sinalização indicativa da existência de geração própria em sua unidade consumidora.

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fl. 25 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

139. Acredita-se que essa alteração possa colaborar de maneira efetiva no aumento da segurança dos eletricitistas, sem impactar significativamente nos custos de instalação dos sistemas de micro e minigeração distribuída.

e) Sistema de medição

140. Em consonância com as modificações propostas no Capítulo IV da REN nº 482/2012, a redação do item 7 da Seção 3.7 foi alterada para contemplar a necessidade de a distribuidora adquirir e instalar os sistemas de medição bidirecional sem custos ao consumidor.

f) Contratos

141. A parte da Seção 3.7 relativa aos contratos tem o intuito de esclarecer que os sistemas de micro e minigeração distribuída são tratados como unidades consumidoras, não se aplicando a contratação de uso de centrais geradoras ou as regras de faturamento específicas das usinas.

142. Tal comando continua válido, aplicando-se a esses consumidores as regras da REN nº 482/2012, complementadas pelas Condições Gerais de Fornecimento. Nesse sentido, o item relativo a Contratos da Seção 3.7 sofreu apenas uma modificação com o objetivo de se estabelecer que o Acordo Operativo (para minigeradores) ou o Relacionamento Operacional (para microgeradores) deverá ser assinado antes da aprovação do ponto de conexão.

143. Por fim, a Tabela 1 compara os prazos atuais e os propostos nesta Nota Técnica, em dias, para as ações de responsabilidade da distribuidora, considerando que não seriam necessárias obras, as unidades consumidoras estariam em áreas urbanas e no caso de haver pendências identificadas durante a realização da vistoria.

Tabela 1: Prazos para efetivação da conexão

Ações distribuidora	Atual	Proposta	
	Micro/Minigeração <sup>1</sup>	Microgeração	Minigeração <sup>1</sup>
Emitir parecer de acesso	30	15	30
Realizar vistoria <sup>2</sup>	30	3	3
Entrega relatório vistoria <sup>3</sup>	15	3	3
Aprovação ponto conexão <sup>2</sup>	7	2	7
Efetivação da conexão	82	23	43

<sup>1</sup>sem necessidade de obra

<sup>2</sup> área urbana

<sup>3</sup> apenas se houver pendências

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

144. Fundamentam esta Nota Técnica os seguintes dispositivos legais:

\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 26 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996,
- Decreto nº 2335, de 6 de outubro de 1997;
- Lei nº 10.848, de 15 de março de 2009;
- Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004;
- Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012.

## **V. DA CONCLUSÃO**

145. Desde a publicação da REN nº 482/2012, a ANEEL vem acompanhando de perto o desenvolvimento do mercado e atuado junto aos consumidores, distribuidoras, INMETRO, CONFAZ, MME e MPOG para reduzir as barreiras para a expansão da micro e minigeração distribuída.

146. Esta Nota Técnica apresentou as propostas de aperfeiçoamento da REN nº 482/2012 e da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, com objetivo de aumentar o público alvo, reduzir prazos e custos para a conexão dessas centrais geradoras.

147. Por fim, conclui-se que há uma grande oportunidade de acelerar a adoção da micro e minigeração entre os consumidores com a proposta apresentada nesta Nota Técnica, e os impactos resultantes são positivos para a sociedade, conforme demonstrado no item III.6.

## **VI. DA RECOMENDAÇÃO**

148. Recomenda-se a instalação de processo de Audiência Pública, com seção vivo-presencial, documental, com período de 60 (sessenta) dias para recebimento de contribuições sobre a minuta de Resolução e a minuta da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, anexas a esta Nota Técnica.

JULIANO SILVA DE ASSIS CARNEIRO  
Especialista em Regulação – SRD

DANIEL VIEIRA  
Especialista em Regulação – SRD

MARCO AURÉLIO LENZI CASTRO  
Especialista em Regulação – SRD

**De acordo:**

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR  
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição

Fl. 27 da Nota Técnica nº 0017/2015–SRD/ANEEL, de 13/04/2015

**Lista de Anexos à Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL, de 13/04/2015**

- Anexo I – Minuta de Resolução Normativa
- Anexo II – Minuta de nova Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST
- Anexo III – Pesquisa ANEEL de satisfação dos consumidores com geração distribuída
- Anexo IV – Formulário de Análise de Impacto Regulatório
- Anexo V – Relatório de Impacto Regulatório