





Contribuições à Consulta Pública 25/2019-ANEEL



Proposta de alteração das regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída

1. Cobrança de TUSDg e TUSD Encargos e desconto para fontes incentivadas
2. Venda de excedentes e valoração horária da energia injetada
3. Duração do período de transição
4. Alterações de membros de consórcios e de titularidade de CUSD/CCR durante o período de transição
5. Síntese das propostas da [GreenYellow](#)

1.

Cobrança de TUSDg e TUSD
Encargos e desconto para
fontes incentivadas

1.1. TUSDg

1. Na proposta detalhada na Nota Técnica n. 0078/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, sugere-se que os minigeradores paguem Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para centrais geradoras – TUSDg.
2. Para tanto, a Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST seria alterada para prever que os minigeradores devem contratar MUSD de carga e MUSD de geração, incidindo sobre a diferença positiva entre tais montantes a tarifa aplicável às centrais geradoras conectadas no mesmo nível de tensão que os prossumidores.
3. Contudo, o que as áreas técnicas não consideraram é que atualmente não há metodologia locacional de cálculo para a TUSDg aplicável aos geradores conectados em tensão igual ou inferior a 69 kV, o que prejudica substancialmente quem paga essa tarifa.
4. A Resolução n. 286/1999, ao criar a TUSDg¹, definiu que a tarifa teria valor igual ao menor patamar da tarifa paga pelos consumidores, isto é, a tarifa fora-ponta².

¹ “Art. 1º Estabelecer os valores das tarifas de uso das instalações dos sistemas de distribuição de energia elétrica, de conformidade com o quadro anexo a esta Resolução. [...]”

§ 3º Determinação dos valores das tarifas, aplicáveis no cálculo dos encargos devidos por unidades geradoras, admitindo-se o menor valor de tarifa fora de ponta estabelecido para o uso específico das instalação de distribuição da concessionária, limitando a variação em torno da média a um intervalo determinado.”

² Conforme o art. 2º, inciso L, itens 1 e 2, da Resolução Normativa ANEEL n. 414/2010:

“1. horário de ponta: período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e os seguintes feriados:[...]”

2. horário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta;”

5. Tal limitação foi mantida³ na Resolução Normativa n. 166/2005-ANEEL, a qual sucedeu a primeira.

6. Posteriormente, em 2011, a Agência editou a Resolução Normativa n. 464/2011, a qual estabeleceu, em seu artigo 6º, que as disposições da “Resolução Normativa n. 166/2005 [...] continuam em vigor até a aprovação da revisão tarifária da distribuidora correspondente ao 3º ciclo de revisões tarifárias periódicas”.

7. Em suma, a ANEEL decidiu que a limitação da TUSDg ao menor valor da tarifa para os consumidores, no horário fora ponta, valeria apenas até o terceiro ciclo tarifário das distribuidoras, o qual se encerrou em 2014.

8. A partir de então – e somente até que fosse editada metodologia locacional própria para o segmento de geração conectado abaixo de 88 kV –, a tarifa vigente seria simplesmente atualizada pelo índice de inflação IGP-M:

A TUSDg “será definida com base na tarifa definida no último processo de reajuste tarifário da distribuidora. Essa tarifa será anualmente atualizada pelo IGP-M, até que seja aprovada uma metodologia específica de cálculo da TUSDg”⁴.

9. A ANEEL justificou que a blindagem da tarifa tinha o intuito de evitar “*impactos significativos nos custos dos usuários geradores*”, isto é, o propósito de

³ Artigo 22, inciso I, alínea ‘a’: “o cálculo da TUSDg a ser aplicada [...] para centrais geradoras conectadas ao SIN em nível de tensão igual ou inferior a 69 kV [...] será o menor valor da tarifa resultante da aplicação dos procedimentos estabelecidos nos arts. 13 e 14”.

⁴ Nota Técnica n. 311/2011, expedida na Audiência Pública n. 120/2010, promovida com o fito de “obter subsídios [...] à alteração da Estrutura Tarifária aplicada ao setor de distribuição”

proteger os geradores – diante da ausência de *“metodologia para a TUSDg dos subgrupos tarifários com nível de tensão inferior a 88 kV”*⁵.

10. Encerrado o terceiro ciclo de revisões tarifárias em 2014, a ANEEL editou a Resolução Normativa n. 657/2015, mediante a qual determinou, em definitivo, a *“atualização, de cada componente tarifário que compõe a tarifa base econômica vigente, pelo IGP-M – Índice Geral de Preços de Mercado”*:

“23. Para as centrais geradoras do subgrupo A3, conectadas em 69 kV, a Tarifa base econômica será obtida pela atualização, de cada componente tarifário que compõe a tarifa base econômica vigente, pelo IGP-M – Índice Geral de Preços de Mercado, apurado pela Fundação Getúlio Vargas, acumulado desde o último processo tarifário.” (Submódulo n. 7.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET)

11. Contudo, a vinculação da tarifa ao IGP-M, levada a efeito pela Resolução n. 464/2011, foi feita novamente sob o compromisso de que isso seria observado apenas *“até que seja aprovada uma metodologia específica de cálculo da TUSDg”*.

12. O respectivo voto condutor deixa o caráter provisório evidente:

“...diante da ausência de metodologia específica, adota-se atualmente o critério de menor tarifa apurada para o segmento consumo. Assim, considerando que as modificações poderão provocar impactos significativos nos custos dos usuários geradores, a TUSDg para os subgrupos A3, A3a, A4 e B será definida com base na tarifa definida no último processo de reajuste tarifário da distribuidora, anualmente atualizada pelo IGP-M, até que seja aprovada uma metodologia específica de cálculo da TUSDg para esses subgrupos tarifários.”

13. Apesar do caráter inequivocamente provisório de tal metodologia, até o presente momento a ANEEL não regulamentou metodologia locacional própria para o cálculo da TUSDg paga pelos geradores conectados em 69 kV ou abaixo, o que faz com que a tarifa seja cobrada de forma distorcida no que se refere a esse grupo de geradores.

⁵ Voto condutor da REN n. 464/2011

14. De acordo com o art. 7º do Decreto n. 2.655/98, a TUSD tem as finalidades de “assegurar a cobertura de custos compatíveis com custos-padrão” e de “induzir a utilização racional dos sistemas”⁶.

15. Ademais, a própria ANEEL já consignou que a TUSD aplicável às geradoras deve considerar “os reais custos imputados pelos geradores nas redes de distribuição”⁷.

16. Assim, a TUSD deve refletir o real impacto causado pelos geradores nas redes de distribuição, de modo que as tarifas aplicadas a um gerador conectado a determinada rede **“reflitam os custos de expansão desta rede e os custos operacionais** associados, na busca de uma eficiência alocativa e estimulando decisões de investimento por parte dos geradores que coincidam com a expansão da rede a um custo mínimo”⁸.

17. Porém, uma vez que a TUSDg, há mais de 4 anos, é apenas atualizada monetariamente⁹, sem definição de metodologia locacional própria, essa finalidade tarifária não é alcançada.

18. Ora, o IGP-M reflete a inflação geral de preços no país, não os custos associados ao uso dos sistemas de distribuição de energia.

19. Essa ausência de regulamentação metodológica cria TUSD dissociada (i) dos custos do serviço e (ii) dos *“reais custos imputados pelos geradores nas redes*

⁶ Incisos II e IV

⁷ Nota Técnica n. 302/2005–SRE /ANEEL, de 04/10/2005

⁸ Nota Técnica n. 221/2016-SGT/ANEEL, de 29/06/2016

⁹ Cujas regulamentação se deu em 2011, há 8 anos.

de distribuição”, em claro desvio da finalidade prevista no art. 7º do Decreto n. 2.655/98.

20. Não por outra razão, as áreas técnicas da ANEEL, por meio da Nota Técnica n. 002/2016 - GDG/SRG/SRM/SRD/SPE/SRT/SGT/ANEEL, já apontaram, em relação a essa perpetuação da metodologia provisória de cálculo da TUSDg para geradores abaixo de 88 kV, que:

(i) a atual TUSDg para usinas conectadas em 69 kV *(i.a) “não incorpora a correta sinalização tarifária e não considera adequadamente o custo que estes acessantes imputam ao sistema”, e (i.b) “não garante a expansão do sistema elétrico ao menor custo global”*; e que

(ii) a metodologia de cálculo da TUSDg aplicável a usinas em 69 kV *“deve ser compatível com a metodologia locacional para definição da TUSDg das centrais geradoras conectadas em 138 kV e 88 kV”*.

21. Haja vista essas questões, sobretudo a reconhecida necessidade de aplicação da metodologia locacional no cálculo da tarifa, não se mostra adequado cobrar dos minigeradores conectados em tensão abaixo de 88 kV o pagamento de TUSDg que atualmente é calculada em desacordo com a finalidade da tarifa e sem sinal locacional.

22. Destarte, propõe-se que a eventual incidência da TUSDg sobre esses agentes fique condicionada à regulamentação e à aplicação pela ANEEL de metodologia específica para o segmento, na qual se empregue sinal locacional.

1.2. Desconto tarifário para fontes incentivadas

23. Apesar de a proposta de nova regulamentação prever o pagamento de TUSDg pelo prosumidor, a Nota Técnica n. 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA afirma que *“o consumidor com minigeração continua não fazendo jus aos descontos de fonte incentivadas, previstos na Lei nº 9.427/1996”*.

24. Isso porque, segundo as áreas técnicas da ANEEL, (i) *“o minigerador não é enquadrado como gerador”* e (ii) os referidos descontos *“são destinados a geradores que operam comercialmente, mesmo que em regime de autoprodução”*.

25. Contudo, tais argumentos não prosperam, por ao menos três razões.

26. Em **primeiro lugar**, em razão da nítida incoerência em se afirmar que o prosumidor com minigeração distribuída não é gerador, mas, ao mesmo tempo, impor-lhe o pagamento de Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição para Centrais Geradoras – TUSDg.

27. Conforme consta da própria minuta de Resolução Normativa apresentada pelas áreas técnicas da ANEEL, a TUSDg se trata *“da TUSD aplicável a geradores conforme nível de tensão”*.

28. Portanto, a despeito do que consta na Nota Técnica n. 0078/2019, as áreas técnicas, ao sugerirem a cobrança de TUSDg dos prosumidores com

minigeração distribuída, estão sim, na prática, enquadrando essa classe de prossumidores como geradores de energia.

29. Não fosse esse o caso, inexistiria substrato lógico e regulatório para exigir desses prossumidores tarifa exigível exclusivamente – por natureza e conceito – de unidades geradoras.

30. Nesse contexto, se o prossumidor com minigeração distribuída deve ser enquadrado pela ANEEL como gerador para fins de pagamento de TUSDg, igualmente deve ser enquadrado pela Agência como gerador para fins de usufruto do desconto para fontes incentivadas de que trata a Lei n. 9.427/96.

31. Caso contrário, a regulamentação proposta estaria marcada por flagrante e ilegal casuísmo, evidenciado pela contradição em se tratar o prossumidor ora como gerador, para exigir-lhe os ônus decorrentes desse enquadramento, ora como não gerador, para negar-lhe os bônus oriundos do mesmo enquadramento.

32. Tratar-se-ia do que a doutrina jurídica convencionou chamar de “*cherry-picking*”¹⁰, prática segundo a qual o aplicador da norma escolhe, arbitrariamente, elementos pontuais do ordenamento jurídico para aplicar ao caso concreto, ignorando os demais elementos normativos que seriam igualmente aplicáveis ao caso, mas cuja aplicação, por alguma razão, não lhe interessa.

33. Com efeito, não pode o Regulador, ao elaborar as normas que regerão o setor, promover enquadramentos regulatórios distorcidos, os quais sejam arbitrários e violem a isonomia.

¹⁰ ALLARD, Julie; GARAPON, Antoine. *Os juízes na mundialização: A nova revolução do direito*. Lisboa: Instituto Piaget, 2008, p. 96.

34. A **segunda razão** é que inexistente fundamento legal que embase o argumento de que o desconto tarifário para fontes incentivadas criado pela Lei n. 9.427/96 seria destinado exclusivamente a geradores que **operam comercialmente**.

35. O desconto tarifário para fontes incentivadas está disciplinado no art. 26, § 1º, da Lei n. 9.427/96, e sua concessão está condicionada à circunstância de o gerador injetar potência inferior a 5.000 kW, no caso de gerador hidrelétrico, ou a 30.000 kW, no caso de geração com base nas fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incidindo o desconto na produção e no consumo da energia comercializada pelos geradores e também naquela destinada à autoprodução.

36. Simplesmente não há na norma disciplinadora do benefício qualquer exigência de que, para fazer jus ao desconto, a geradora deva operar comercialmente, ou mesmo vedação a que o empreendimento seja classificado como geração distribuída.

37. A exigência de o empreendimento operar comercialmente, suscitada pelas áreas técnicas da ANEEL como argumento para afastar a incidência do desconto tarifário aos prosumidores com minigeração distribuída, surge apenas na proposta de regulamentação da Agência, mas não possui respaldo legal.

38. A valer a vedação proposta pelas áreas técnicas, a ANEEL extrapolará seu papel de regulador, criando entraves onde a lei não o fez e distorcendo o texto legislativo em vez de promover a sua concretização.

39. Em **terceiro e último lugar**, o prosumidor com minigeração distribuída cumpre integralmente os requisitos elencados pelo art. 26, § 1º, da Lei n. 9.427/96 como necessários à concessão do desconto tarifário:

Art 26.....

§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia:

I - comercializada pelos aproveitamentos; e

II - destinada à autoprodução, desde que proveniente de empreendimentos que entrem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016.

40. Em síntese, os requisitos legais para o usufruto do desconto dizem respeito a três aspectos: **(i) fonte de geração, (ii) potência injetada na rede e (iii) destinação da energia.**

41. De acordo com a norma citada, apenas empreendimentos hidrelétricos ou com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada podem se beneficiar do desconto tarifário.

42. Por sua vez, a REN. 482/2012, em seu art. 2º, II¹¹, define como minigeração distribuída aquela que utiliza **cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica.**

43. Conforme a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, as fontes renováveis de energia são: **hídrica, solar, eólica, biomassa, geotérmica, oceânica e hidrogênio**¹².

¹¹ “II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;”

¹² Disponível em <http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia#FONTES-RENOVAVEIS>

44. Segundo dados da ANEEL¹³, **os empreendimentos de geração distribuída em atividade no país são empreendimentos que operam com base nas fontes hídrica, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada**, ou seja, as mesmas fontes elencadas na Lei n. 9.427/96 como merecedoras dos incentivos tarifários.

45. Assim, os empreendimentos de minigeração distribuída cumprem o requisito do art. 26, § 1º, da Lei n. 9.427/96 quanto ao tipo de fonte de geração.

46. Em relação à potência injetada na rede, o art. 26, § 1º, da Lei n. 9.427/96 exige que seja inferior a 30.000 kW, em se tratando de empreendimento de geração hidrelétrica, ou a 5.000 kW, no caso daqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada.

47. No caso da geração distribuída, a REN n. 482/2012 limita a potência instalada dos empreendimentos a 5.000 kW, independentemente da fonte de geração¹⁴.

48. Portanto, os empreendimentos de minigeração distribuída atendem também, necessariamente, ao requisito da Lei n. 9.427/96 quanto à potência injetada na rede.

49. Por fim, a norma prevê que o desconto nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição incidirá sobre a energia **comercializada** pelos empreendimentos que se enquadrem nos requisitos legais (art. 26, § 1º, I, da Lei n. 9.427/96), e sobre a energia **destinada à autoprodução** (art. 26, § 1º, II, da Lei n. 9.427/96).

¹³ Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp

¹⁴ Conforme consta do já citado art. 2º, II.

50. Na hipótese, a energia proveniente dos empreendimentos de geração distribuída enquadra-se perfeitamente como energia destinada à autoprodução.

51. Conforme definido no art. 2º, II, do Decreto n. 2.003/95, o autoprodutor de energia elétrica é *“a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo”*.

52. Como é sabido, a geração distribuída é caracterizada pela geração de energia elétrica por consumidor ou grupo de consumidores cujo objetivo é diminuir o valor pago à distribuidora pelo consumo de energia, o que é feito por meio do abatimento da energia produzida pelo prossumidor do total consumido no mesmo período.

53. **Nesse contexto, é inegável que a energia elétrica gerada pelo prossumidor destina-se ao seu uso próprio.**

54. Não por outra razão, a energia injetada na rede é automaticamente creditada pela distribuidora em favor do prossumidor até o limite de seu consumo de energia naquele dado mês, convertendo-se eventuais excedentes de geração em créditos futuros de energia em seu nome.

55. Uma vez que os prossumidores com minigeração distribuída atendem a todos os requisitos do art. 26, § 1º, II, da Lei n. 9.427/96 e que a energia que injetam na rede é destinada ao consumo próprio, **deve-se garantir seu direito ao desconto tarifário.**

56. **Subsidiariamente**, na remota hipótese de não se reconhecer que tal energia é destinada à autoprodução, deve a Agência, ao menos, na eventualidade de ser dada autorização aos prossumidores para venderem seus excedentes,

reconhecer a incidência do desconto tarifário sobre a parcela da energia que venha a ser comercializada.

57. Nesse caso, a parcela do excedente de geração comercializada deve ser enquadrada no art. 26, § 1º, I, da Lei n. 9.427/96, segundo o qual o desconto tarifário incide sobre a energia comercializada pelos empreendimentos que cumpram os requisitos do § 1º.

58. Por todas essas razões, propõe-se que, caso a ANEEL opte por tratar o prosumidor com minigeração distribuída como gerador, impondo-lhe o pagamento de TUSDg, a Agência também reconheça sua elegibilidade ao desconto tarifário para fontes incentivadas criado pela Lei n. 9.427/96.

1.3. TUSD Encargos

59. A proposta detalhada na Nota Técnica n. 0078/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL prevê o pagamento da TUSD Encargos por prosumidores a partir de 31 de dezembro de 2030, nos seguintes termos:

“Art. 7º-E Além da TE Energia, as componentes tarifárias TE Encargos, TUSD Perdas e TUSD Encargos, definidas no Submódulo 7.1 do PRORET, incidem somente sobre a diferença positiva entre o montante consumido e a soma da energia injetada, do excedente de energia e do crédito de energia quando o seu uso se der na mesma unidade consumidora que injetou a energia ou em unidade consumidora localizada no empreendimento de múltiplas unidades consumidoras que injetou a energia.

Parágrafo único. As disposições do caput são válidas até 31 de dezembro de 2030 ou até o processo tarifário anual subsequente à superação dos montantes de potência estabelecidos no Anexo desta Resolução, o que ocorrer primeiro.”

60. Nesse contexto, convém ressaltar que a incidência de encargos sobre a energia gerada e consumida por prosumidores se mostra equivocada por ao menos duas razões.

61. O primeiro equívoco consiste em conferir aos prossumidores tratamento diverso daquele dispensado aos demais agentes de autoprodução.

62. Como visto na seção anterior, a partir da redação do artigo 2º, inciso II, do Decreto n. 2.003/1995 pode-se concluir que o prossumidor se enquadra no conceito legal de autoprodutor.

63. Para além disso, o Ministério de Minas e Energia – MME, no âmbito da Consulta Pública n. 33/2017, sugeriu nova redação à Lei n. 9.074/1995, na qual explicita esse enquadramento já existente dos prossumidores como autoprodutores de energia:

“Art. 14-A Considera-se autoprodutor de energia elétrica o consumidor que receba outorga para produzir energia por sua conta e risco.”¹⁵

64. Nesse sentido, é necessário que se confira aos prossumidores o mesmo tratamento conferido aos agentes de autoprodução em relação aos encargos setoriais.

65. No entendimento desta Agência¹⁶, os autoprodutores fazem jus à isenção – sobre a fração de energia gerada e consumida – dos encargos referentes:

(i) à CCC, tendo em vista que *“o art. 1º da Lei n. 8.631, de 04 de março de 1993, estabelece que, no custo do serviço de cada agente de distribuição, deverá ser incluído o valor relativo ao rateio do custo de combustíveis, sendo a cobrança incidente sobre a parcela de consumo que exceda a geração de autoprodução”;*

¹⁵ Nota Técnica n. 5/2017/AEREG/SE, disponível em <http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=7065f74c-d139-d957-a3dd-d14bac73604c&groupId=36131>

¹⁶ Nota técnica n. 84/2007 – SER/SRG/SEM/ANEEL, disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nren2007261.pdf>>

(ii) à CDE, uma vez que “o art. 74 do Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, estabelece que os ‘autoprodutores e produtores independentes não estão sujeitos ao pagamento das quotas da CDE, tanto na produção quanto no consumo, exclusivamente com relação à parcela de energia elétrica destinada a consumo próprio’”; e

(iii) ao PROINFA, visto que “o art. 3º da Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002 define que o valor pago pela energia adquirida no âmbito do PROINFA será rateado entre todas as classes consumidores finais atendidos pelo Sistema Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado”.

66. Diante da isenção conferida aos autoprodutores e da premissa de que prossumidores são, em sua essência, autoprodutores de energia, é certo que os agentes de micro e minigeração distribuída também devem gozar de isenção de pagamento de encargos referentes à parcela de energia por eles gerada e consumida.

67. **O segundo equívoco** da proposta consiste em onerar prossumidores – geradores de energia renovável – com encargos destinados a financiar empreendimentos de geração de matriz fóssil, como aqueles beneficiados pela CCC.

68. Em outras palavras, a proposta cria mecanismo no qual os geradores de energia limpa subsidiam, a partir de sua geração, geradores de energia poluente, subvertendo o sinal regulatório usualmente emitido pela Agência.

69. Com efeito, transformar o despoluidor em financiador do poluidor não parece condizente com o atual movimento global de descarbonização da matriz energética.

70. Ademais, não se mostra adequado também com a lógica da regulação por incentivos que energia mais barata, mais eficiente e financiada primordialmente por particulares seja utilizada para patrocinar energia mais cara, menos eficiente e completamente dependente de subsídios muito onerosos para a coletividade.

71. Por essas razões, propõe-se que a Agência regule a matéria de forma que os encargos setoriais não incidam sobre a parcela de energia gerada e consumida pelos prosumidores.

2.

Venda de excedentes e
valoração horária da energia
injetada

2.1 Aspectos jurídicos

2.1.1 Base legal

72. No tocante à venda de excedentes de energia elétrica por prossumidores, a Agência, na Nota Técnica n. 78/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA, consignou que a proposta (i) estaria fora do escopo da CP e (ii) careceria de base legal:

*“No entanto, entende-se que a comercialização de excedentes de energia, além de envolver uma possível **redefinição do arcabouço legal vigente**, está **fora do escopo das discussões** sobre o Sistema de Compensação de Energia.*

*Sobre essa questão, cabe uma análise pela ótica do Decreto nº 5.163/2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica no país. Pelo referido Decreto, para fins de comercialização **entende-se como agente vendedor o titular de concessão, permissão ou autorização do poder concedente para gerar, importar ou comercializar energia elétrica, o que não é o caso do consumidor detentor de micro ou minigeração.***

A possibilidade de um gerador desse porte comercializar energia já existe na figura do registro, através do sistema REGISTRO DE CENTRAL GERADORA DE CAPACIDADE REDUZIDA –RCG, desde que não esteja conectada na rede de distribuição com vistas à compensação de energia elétrica prevista na Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.”

73. A propósito do primeiro aspecto, não se identifica qualquer fuga aos limites da consulta pública, mas, antes, entende-se que se cuida de questão central para o segmento de GD, cuja atividade está inteiramente disciplinada na REN 482/2012.

74. De fato, não é apenas o sistema de compensação de créditos sob revisão, mas toda a norma que dispõe sobre a atividade de GD, afigurando-se, portanto, plenamente pertinente a discussão trazida nas contribuições sobre o tema.

75. A propósito da suposta ausência de fundamento legal, ressalta-se que, embora tal matéria seja de ordem eminentemente jurídica, **a Procuradoria-Geral da ANEEL não foi chamada a se manifestar**, tampouco foi feito qualquer aprofundamento a respeito do tema, cuja análise ficou circunscrita aos três parágrafos acima transcritos.

76. Com efeito, não foram enfrentados, em absoluto, os argumentos veiculados pelos agentes na primeira fase de oferecimento de contribuições, os quais passam, inclusive, pelo Decreto n. 5.163/2004, brevemente mencionado pelas áreas técnicas.

77. De fato, o artigo 26, IV, da Lei n. 9.427/1996 e o artigo 1º, § 3º, do Decreto n. 5.163/2004, respectivamente, são expressos quanto à possibilidade de venda de excedentes por autoprodutor, mediante autorização da ANEEL:

“Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar: [...] IV - a comercialização, eventual e temporária, pelos autoprodutores, de seus excedentes de energia elétrica.”

“Art. 1º [...]”

§ 3º Dependerá de autorização da ANEEL a comercialização, eventual e temporária, pelo agente autoprodutor, de seus excedentes de energia elétrica.”

78. Os artigos 26, inciso II, e 3º, XIV, da Lei n. 9.427/1996 e 1º, § 6º, da Lei n. 10.848/2004, por seu turno, cometem à ANEEL as incumbências de (i) autorizar a compra e venda de energia por comercializador – **sem que se definam, em tais diplomas, aqueles enquadrados no conceito de comercializador, o que fica a cargo da Agência** –, bem como de (ii) definir as regras e os procedimentos de comercialização – e, portanto, o rito para que a venda seja operacionalizada:

“Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar: [...]”

II - a compra e venda de energia elétrica, por agente comercializador;”

“Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1º, compete à ANEEL: [...]

XIV - aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica, contratada de formas regulada e livre;”

“Art. 1º [...]

§ 6º A comercialização de que trata este artigo será realizada nos termos da Convenção de Comercialização, a ser instituída pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que deverá prever: [...] IV - as regras e procedimentos de comercialização, inclusive os relativos ao intercâmbio internacional de energia elétrica.”

79. Destarte, basta a edição de ato normativo da ANEEL que explicita que o micro ou minigerador insere-se no conceito de comercializador de energia elétrica, sem que seja necessária qualquer alteração de lei ou decreto.

80. Reitera-se que a competência da ANEEL para disciplinar a venda de excedentes por prossumidores foi expressamente pontuada pelo GT ProGD:

*“Diante de sua atribuição legal a respeito de tratar e regulamentar a comercialização de energia, a Aneel poderia considerar, no âmbito regulatório, o estabelecimento e/ou permissão sobre a **possibilidade de negociação** no ACL, por intermédio de um comercializador autorizado, **da energia excedente proveniente de micro e minigeração de unidades consumidoras**, com o estabelecimento de ato regulatório específico sobre a comercialização de excedentes de micro e minigeração distribuída, estabelecendo os requisitos, regras e procedimentos necessários.”*

81. Ainda no quesito jurídico, a regulamentação da venda de excedentes pelo produtor – e proprietário – da energia vem a concretizar o direito à propriedade e à fruição plena desse direito – o que passa pela disposição e venda do bem, conforme:

(i) a Constituição Federal (art. 5º, XXII – “É garantido o direito de propriedade”);

(ii) o Código Civil (art. 1.228 – “O proprietário tem a faculdade de usar, gozar e dispor da coisa”); e

(iii) a doutrina, de forma uníssona – a faculdade de gozar está *“consubstanciada na possibilidade de retirar os frutos da coisa, que podem ser naturais, industriais ou civis (os frutos civis são os rendimentos)”*.

82. Adicionalmente, a medida materializa a observância ao princípio da proteção ao meio ambiente.

2.1.2. A venda de excedentes sob a ótica ambiental

2.1.2.1. A estatura constitucional da questão ambiental

83. A Constituição Federal de 1988, em seu art. 225, passou a prever que *“Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”*.

84. Com o advento dessa previsão, a proteção ao meio ambiente alcançou *status* constitucional, sendo tratada, inclusive, como princípio fundamental,

conforme já apontado pela doutrina¹⁷ e reconhecido pelo Supremo Tribunal Federal¹⁸.

2.1.2.2. A importância da geração distribuída na proteção ao meio ambiente

85. Conforme previsto no art. 2º, I e II¹⁹, da REN. 482/2012, a geração distribuída de energia é feita exclusivamente a partir da **cogeração qualificada ou de fontes renováveis**.

86. Enquanto a cogeração qualificada caracteriza-se por maior racionalidade e eficiência na geração de energia a partir de gás natural²⁰, as chamadas fontes renováveis “*são consideradas limpas, pois emitem menos gases de efeito estufa (GEE) que as fontes fósseis*”²¹.

87. Assim, ao capilarizar e democratizar a geração dessa energia mais limpa e facilitar a sua inserção no sistema, a geração distribuída auxilia na descarbonização da matriz energética nacional, e, conseqüentemente, na proteção ao meio ambiente.

¹⁷ CANOTILHO, J.J. e Leite, J.R.M (Org.) *Direito Constitucional Ambiental Brasileiro*. São Paulo: Editora Saraiva, 2007.

¹⁸ BRASIL. Supremo Tribunal Federal. Recurso Extraordinário 22.164/SP. Relator: ministro Celso de Mello.

¹⁹ “I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;”

²⁰ Conforme se denota da REN n. 235/2006

²¹ Disponível em <http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/fontes-de-energia#FONTES-RENOVAVEIS>

88. Isso porque, caso não houvesse GD, a energia hoje disponibilizada por esses empreendimentos teria que ser proporcionada por formas tradicionais de geração, muitas das quais sensivelmente mais poluentes, como aquelas à base de combustíveis fósseis.

2.1.2.3. O princípio da vedação ao retrocesso ambiental

89. Entre os subprincípios que conformam o núcleo da proteção ao meio ambiente, a vedação ao retrocesso ambiental é um dos que mais se destacam²².

90. Conforme ensina a doutrina, a proteção ao meio ambiente é um dever *“sujeito a um regime de implementação progressiva e de retrocesso proibido”*²³.

91. Segundo lição de Luís Roberto Barroso, por proibição ao retrocesso entende-se que, *“se uma lei, ao regulamentar um mandamento constitucional, instituir determinado direito, ele se incorpora ao patrimônio jurídico da cidadania e não pode ser arbitrariamente suprimido”*²⁴.

92. Assim, no âmbito ambiental, o princípio da vedação ao retrocesso significa, por um lado, que *“as políticas ambientais – desde logo as políticas ambientais do Estado – são obrigadas a melhorar o nível de proteção já assegurado pelos vários complexos normativo-ambientais”*²⁵, e, por outro, *“que a*

²² BENJAMIN, Antônio Herman. *Princípio da proibição do retrocesso ambiental*. In: Brasil. Congresso Nacional. Senado Federal. Comissão de Meio Ambiente, Defesa do Consumidor e Fiscalização e Controle (CMA); Colóquio Internacional sobre o Princípio da Proibição de Retrocesso Ambiental (2012 : Brasília, DF).

²³ CANOTILHO, J.J. e Leite, J.R.M (Org.) *Direito Constitucional Ambiental Brasileiro*. São Paulo: Editora Saraiva, 2007.

²⁴ BARROSO, Luís Roberto. *O direito constitucional e a efetividade das normas*. 5. ed., Rio de Janeiro: Renovar, 2001, p. 158-159

²⁵ CANOTILHO, J.J. e Leite, J.R.M (Org.) *Direito Constitucional Ambiental Brasileiro*. São Paulo: Editora Saraiva, 2007.

suspensão da legislação – ambiental – em vigor só é de se admitir se se verificar uma situação de calamidade pública, um estado de sítio ou um estado de emergência grave”²⁶.

93. Nesse contexto, o ordenamento vigente deve ser sempre interpretado como patamar mínimo de proteção estatal ao meio ambiente, cabendo ao Poder Público promover apenas avanços nessa proteção, sendo os retrocessos admitidos apenas em caráter excepcional e temporário²⁷.

2.1.2.3.1 Os impactos da alteração da REN n. 482/2012 sobre o atual patamar de proteção ambiental

94. Ao impedir a venda de excedentes gerados por prosumidores, a ANEEL, além de desincentivar o crescimento da GD (por retirar do agente possível fonte de recursos), impede que se expanda a oferta de energia limpa no mercado.

95. Como consequência, tem-se que o regulador prejudicará o atual movimento de descarbonização da matriz elétrica nacional – incorrendo em verdadeiro retrocesso –, questão fundamental à proteção ao meio ambiente.

2.1.2.3.2 A venda de excedentes como alternativa apta a impedir o retrocesso ambiental

96. Acaso confirmada a proposta veiculada na CP, com a drástica diminuição dos incentivos tarifários à geração distribuída, a possibilidade da venda de

²⁶ CANOTILHO, J.J. e Leite, J.R.M (Org.) *Direito Constitucional Ambiental Brasileiro*. São Paulo: Editora Saraiva, 2007

²⁷ Conforme ensina novamente Canotilho: “Neste caso, o retrocesso ecológico será necessariamente transitório, correspondendo ao período em que se verifica o estado de exceção”. CANOTILHO, J.J. e Leite, J.R.M (Org.) *Direito Constitucional Ambiental Brasileiro*. São Paulo: Editora Saraiva, 2007

excedentes afigura-se como medida apta a mitigar os efeitos negativos da medida sobre o segmento, agregando-se novo fator de atratividade da GD, com conseqüente preservação e fomento à proteção do meio ambiente.

97. Ademais, essa solução gera círculo inteiramente virtuoso, pois não onera os demais consumidores que não possuam GD, já que os benefícios decorrentes da venda de excedentes serão providos apenas pelo mercado, sem subsídios cruzados.

98. Trata-se de solução conciliadora, por meio da qual o livre mercado e a livre disposição sobre a propriedade privada garantirão por si só – e sem ônus – incentivos suficientes para tornar atrativa a implementação de medidas benéficas ao meio ambiente.

2.1.2.4. Os princípios do poluidor-pagador e do protetor recebedor

99. Outros subprincípios que integram o cerne da proteção ao meio ambiente são os do (i) poluidor-pagador e o do (ii) protetor recebedor, os quais nada mais são que as duas faces da regulação por incentivos econômicos no âmbito do direito ambiental.

100. Esses subprincípios têm por objetivo induzir economicamente o comportamento dos agentes, de maneira que *“a atividade de preservação e conservação dos recursos ambientais seja mais barata que a de devastação, pois o dano ambiental não pode, em circunstância alguma, valer a pena para o poluidor”*²⁸.

²⁸ BENJAMIN, Antônio Herman Vasconcellos. *O princípio poluidor-pagador e a reparação do dano ambiental*. In: Dano ambiental: prevenção, reparação e repressão. São Paulo: Revista dos Tribunais, 1993. p. 227.

101. Nessa lógica, enquanto o poluidor deve ser onerado economicamente por adotar práticas ambientalmente danosas, aquele que protege o meio ambiente deve ser premiado com *“retribuições ou compensações econômicas”*²⁹.

102. Assim, especificamente no caso do protetor receptor, *“ao invés de coibir a geração de externalidades negativas no processo produtivo, incentivar-se-iam as positivas por meio de normas promocionais”*³⁰, devendo *“as pessoas físicas ou jurídicas responsáveis pela preservação ambiental [...] ser agraciadas com benefícios de alguma natureza”*³¹.

103. Trazida a noção para o caso concreto, tem-se que o prossumidor deve ser incentivado a desenvolver a atividade de GD, ambientalmente positiva, mediante a aprovação de normas promocionais que o favoreçam, a exemplo de norma que venha a explicitar seu direito – já existente e advindo da Constituição Federal, das leis ordinárias e de decreto – de vender a energia que produz.

104. Com efeito, aqueles que investem em projetos de GD colaboram *“com toda a comunidade para a consecução do direito fundamental ao meio ambiente ecologicamente equilibrado”*³², razão pela qual devem ser tratados como agentes protetores e, assim, ser retribuídos pelos benefícios que proporcionam à coletividade.

105. Destaque-se, uma vez mais, que essa premiação ao empreendedor que coopera com a proteção ao meio ambiente não implicará qualquer ônus para o Poder Público ou para a coletividade, já que o próprio lucro proveniente da venda

²⁹ MACHADO, Paulo Affonso Leme. *Direito ambiental brasileiro*. 25. ed. São Paulo: Malheiros, 2017. p. 669-670.

³⁰ MILARÉ, Édis. *Direito do Ambiente*. 10. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2015. p. 271.

³¹ AMADO, Frederico. *Direito Ambiental Esquematizado*. São Paulo: método, 2012, p. 77/78

³² AMADO, Frederico. *Direito Ambiental Esquematizado*. São Paulo: método, 2012, p. 77/78

da energia gerada pelo empreendedor é que servirá como contrapartida pela adoção da prática despoluidora.

2.1.2.5. Síntese

106. Conforme defendido pelo Ministério da Economia ao criticar o atual modelo de subsídios regulatórios aplicável à geração distribuída, ***“o livre mercado é pautado pela inovação, e o principal incentivo para que isso ocorra é o lucro”***³³.

107. Exatamente nesse sentido, o que se pede aqui é que os prossumidores tenham condições de atuar sob livre mercado – e nada mais –, ou sejam, tenham os incentivos e as condições necessárias à expansão da implementação de empreendimentos de geração distribuída.

108. A comercialização de excedentes consiste, assim, em medida que proporciona a perfeita confluência entre os princípios da proteção ao meio ambiente, do livre mercado, da proteção à propriedade privada e da proteção ao consumidor, e, diante do atual contexto de alteração normativa, a sua viabilização se mostra fundamental para a sustentabilidade da geração distribuída no país, bem como para a perpetuação e ampliação dos efeitos positivos da atividade sobre o meio ambiente.

³³ Disponível em:

<http://www.economia.gov.br/central-de-conteudos/apresentacoes/2019/subsidios-a-mmgd-vf-1.pdf/view>

2.2 Integração de recursos de energia distribuídos: experiência internacional

109. Ao justificar a primeira proposta de revisão da REN 482/2012 submetida ao escrutínio público, a ANEEL adotou, como fundamentos, experiências internacionais de países mais avançados na implantação de GD.

110. Com o fito de enriquecer a discussão sobre o estado da arte de difusão e incorporação de GD, apresentam-se casos não explorados pela Agência, os quais reforçam a contribuição ora oferecida, notadamente no que diz respeito à venda de excedentes de energia pelo prosumidor.

111. A **integração de recursos de energia distribuídos** pressupõe novo modelo de mercado local, no qual consumidores ativos são conectados à infraestrutura de distribuição, mas não dependentes das concessionárias.

112. A atuação desses consumidores ganha autonomia quando, para além da escolha de seu fornecedor de energia da participação no sistema de *Net Metering*, podem comercializar excedente de energia transacionada localmente e agregada a **relações comerciais múltiplas entre provedores em um único ponto**³⁴.

113. A visão a longo prazo é de desenvolvimento de uma plataforma de mercado para transações de uma gama de novos serviços de energia de mercado local, incluindo o comércio *peer to peer*, respostas a demanda, usinas virtuais e

³⁴ LO3 Energy, *Latrobe Valley Feasibility Assessment*, p 2.

armazenamento, de maneira que o o mercado local opere desvinculado do controle de um intermediário do mercado de varejo ou de uma concessionária, seja na compra pelo consumidor ou na venda do excedente gerado pelo prosumidor.

2.2.1. Estados Unidos: mercado local e *peer to peer*

114. Nos Estados Unidos, o mercado de energia local, *peer to peer* e micro redes desenvolve-se, em sua maioria, por meio de *startups* em plataformas de alta tecnologia de transações de atributos e *tokens* de energia, via tecnologia *blockchain*³⁵.

115. No estado de Nova York, o desenvolvimento do novo modelo de mercado de eletricidade é estruturado pelo ***Reforming the Energy Vision (REV)***.

116. O plano prevê um sistema de energia limpa e renovável, resiliente e acessível para todos os nova-iorquinos, tendo como resultado economia dinâmica de energia limpa que capacite clientes e comunidades a assumir o controle perante seu uso de energia³⁶.

117. O Brooklyn Microgrid, em Nova York, **primeiro projeto de energia nos Estados Unidos a usar a tecnologia *blockchain* para transações de energia**³⁷, busca atualmente, através de petição *online*³⁸, a aprovação regulatória³⁹ para operar como entidade comercial e expandir sua atuação às localidades de Borough Hall e

³⁵ ORSINI, Lawrence; KESSLER, Scott. *How the Brooklyn Microgrid and TransActive Grid are paving the way to next-gen energy markets. Energy Internet 2019. p 223-238.*

³⁶ *Reforming the Energy Vision, p 1. Disponível em: <http://bit.ly/Reformingenergyvision>.*

³⁷ Disponível em: <http://bit.ly/LO3Energy>.

³⁸ Acesso a petição em: https://www.change.org/o/brooklyn_microgrid_2.

³⁹ *A campanha está buscando permissão para uma Regulatory Sandbox, uma proteção regulatória criada e supervisionada por um órgão regulador que permite startups desenvolverem testes reais em ambientes controlados. Para mais detalhes acesse: <http://bit.ly/regulatorysandbox>.*

Bay Ridge. Isso tornaria possível a **compra e venda de energia direta entre consumidores e prossumidores locais**.

118. Executado pela LO3 Energy como um projeto teste desde 2016, em Park Slope, no Brooklyn, com suporte de tecnologia de medição TransActive Grid e Exergy™, o projeto conduz **transações peer to peer em um mercado de energia virtual entre prossumidores**, com excedente de seu próprio recurso renovável, e **consumidores da micro rede comunitária local**.

119. Outra empresa, GridPlus, sediada em Nova York, oferece a seus clientes, além de opções de compra de energia diretamente do mercado atacadista com a tecnologia *blockchain*, a escolha de **quando vender sua eletricidade de volta ao mercado**, levando-se em consideração a valorização financeira horária⁴⁰ da energia.

120. O caso em questão bem reflete a importância da **granularidade** do preço da energia para (i) a efetiva valoração dos atributos da fonte de geração e (ii) a viabilização de mercado moderno de transações de excedentes.

121. Em Vermont, projeto desenvolvido em parceria com a *Green Mountain Power* é marcado como o primeiro mercado local de energia em escala comunitária desenvolvido, regulamentado e operando comercialmente⁴¹, no qual **os prossumidores podem vender diretamente seus excedentes de energia** na forma de *Renewable Energy Credits* (RECs) a outras empresas que antes seriam supridas pela concessionária de distribuição.

⁴⁰ Disponível em: <http://bit.ly/greentechmedia>.

⁴¹ O aplicativo *Vermont Green*, conectará empresas locais com os proprietários residenciais de energia solar que desejam obter renda com o excesso de produção de energia, através da venda de atributos de energia em leilões de licitação da plataforma de mercado local da LO3. Disponível em: <http://bit.ly/marketplacecleanenergy>; <http://bit.ly/greenmountainvermont>.

122. Sistemas geradores equivalentes em tecnologia e em estágio de regulação (abertura de comercialização direta) são também identificados, em território americano, nos estados do Texas⁴² e de Oregon⁴³.

123. Observe-se que as transações operacionais de dados e de rede dos projetos geridos pela LO3 Energy e GridPlus, acima mencionados, são sinérgicas com as redes de serviço público e com os operadores do sistema de transmissão e distribuição⁴⁴.

2.2.2 Estados Unidos: agregação de recursos de energia distribuídos

124. Ainda no que se refere ao mercado norte-americano, mas em esfera federal, destaca-se que, em 2007, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) – o regulador de energia dos Estados Unidos – publicou, em observância à *Section 1817 of the Energy Policy Act of 2005*, o estudo *The Potential Benefits of Distributed Generation and Rate-Related Issues That May Impede Their Expansion*.

125. No referido estudo, frisou-se que sistemas de geração distribuída que atendem a carga local podem ser benéficos economicamente mediante a **venda de excedente de capacidade e energia à concessionária ou ao mercado atacadista**,

⁴² A rede Exergy, baseada na Microgrid do Brooklyn em Nova York e em parceria com a Direct Energy Business, atua no Texas como uma plataforma que permite que empresas gerem, armazenem e compartilhem seus dados de uso de energia com segurança e gerenciem sua compra de energia transativa peer to peer. Disponível em: <http://bit.ly/firstmicroenergyhedge>.

⁴³ O estado do Oregon adotou recentemente políticas de inserção de micro redes e peer to peer como solução a eventos naturais de emergência corroborando para a desenvolvimento do mercado local. Disponível em: <http://bit.ly/Portlandmicrogrid>.

⁴⁴ ORSINI, Lawrence; KESSLER, Scott. How the Brooklyn Microgrid and TransActive Grid are paving the way to next-gen energy markets. *Energy Internet* 2019. p 223-238.

além dos pequenos montantes de excedente com venda destinada aos mercados disponíveis⁴⁵.

126. Nesse exato sentido, o seguinte excerto:

“Some DG generation facilities can provide surplus power and energy that can be sold into the market [...]. For DG facilities in a retail setting, a project could easily have seasonal or daily surpluses that would be available for sales.”

127. Verifica-se, assim, que, para além de iniciativas pontuais em diversos estados, a venda de excedentes por prossumidores é compreendida, em esfera federal, como medida salutar para o mercado de energia.

2.2. União Europeia

128. Na União Europeia, vale destaque a Diretiva n. 2018/2001, editada pelo Parlamento Europeu e pelo Conselho, a qual diz respeito à promoção da utilização de energia de fontes renováveis:

“17. As instalações de pequena dimensão podem ser muito úteis para aumentar o nível de aceitação por parte do grande público e para assegurar a implantação de projetos no domínio da energia renovável, em particular a nível local. A fim de assegurar a participação das instalações de pequena dimensão, poderão ser ainda necessárias condições específicas, nomeadamente tarifas de aquisição, para assegurar uma relação custo-benefício positiva, nos termos do direito da União aplicável ao mercado da eletricidade. A definição de instalações de pequena dimensão para efeitos de obtenção do referido apoio é importante para garantir segurança jurídica aos investidores. As regras de auxílios estatais compreendem definições de instalações de pequena dimensão.

19. A eletricidade de fontes renováveis deverá ser disponibilizada ao mais baixo custo possível para os consumidores e para os contribuintes. Ao conceber os regimes de apoio e aquando da atribuição de apoio, os Estados-Membros deverão procurar reduzir ao mínimo o custo global da implantação do sistema, seguindo o caminho da descarbonização no sentido de alcançar o objetivo de

⁴⁵ FERC, *The Potential Benefits of Distributed Generation and Rate-Related Issues That May Impede Their Expansion*, p. 142-144.

uma economia hipocarbônica até 2050. Os mecanismos baseados no mercado, como os procedimentos de concurso, demonstraram reduzir de forma eficaz, em muitas circunstâncias, os custos de apoio em mercados competitivos. Todavia, em circunstâncias específicas, os procedimentos de concurso poderão não conduzir necessariamente a uma determinação eficaz dos preços. Por conseguinte, pode ser necessário prever isenções equilibradas para assegurar a eficácia em termos de custos e minimizar o custo global do apoio. Em especial, os Estados-Membros deverão ser autorizados a conceder isenções da participação em procedimentos de concurso e na venda direta no caso das instalações de pequena dimensão e dos projetos de demonstração a fim de ter em conta as suas capacidades mais limitadas. Uma vez que a Comissão avalia numa base casuística a compatibilidade dos auxílios destinados à energia renovável com o mercado interno, tais isenções deverão cumprir os limiares aplicáveis fixados nas orientações relativas aos auxílios estatais à proteção ambiental e à energia. (...) "

129. A reforçar tal ato, como medida de concretização ao fomento da GD, a posterior Diretiva 2019/944 assegurou o acesso transfronteiriço dos novos comercializadores à infraestrutura necessária à sua atividade e o direito à venda de sua produção própria por meio de contratos:

(42) Os consumidores deverão poder consumir, armazenar e vender eletricidade de produção própria no mercado e participar em todos os mercados da eletricidade, oferecendo flexibilidade ao sistema, por exemplo, através do armazenamento de energia, como o armazenamento através da utilização de veículos elétricos, através da resposta da procura ou através de sistemas de eficiência energética. Os novos desenvolvimentos tecnológicos facilitarão essas atividades no futuro. No entanto, subsistem barreiras legais e comerciais, incluindo, por exemplo, a cobrança de comissões desproporcionadas pela eletricidade consumida internamente, obrigações de alimentar o sistema energético com eletricidade de produção própria, e os encargos administrativos, nomeadamente a necessidade de os consumidores que dispõem de eletricidade de produção própria e vendem à rede, cumprirem os requisitos aplicáveis aos comercializadores, etc. Esses obstáculos, que impedem os consumidores de produzir a sua própria eletricidade e de consumir, armazenar ou vender eletricidade de produção própria ao mercado, deverão ser eliminados, garantindo-se simultaneamente que esses consumidores contribuem adequadamente para os custos do sistema. Os Estados-Membros deverão ter a possibilidade de prever no seu direito nacional disposições diferentes relativas aos impostos e às taxas aplicáveis aos clientes ativos agindo individualmente ou em conjunto, assim como os aplicáveis a clientes domésticos e a outros clientes finais.

130. No ponto, o artigo 15 dessa mesma diretiva:

"Artigo 15

Clientes ativos

1. Os Estados-Membros devem garantir que os clientes finais têm direito a agir como clientes ativos, sem estarem sujeitos a requisitos técnicos ou administrativos, e procedimentos e taxas, desproporcionados ou discriminatórios, e a taxas de rede que não reflitam os custos.

2. Os Estados-Membros devem garantir que os clientes ativos^[15] [...]

b) Têm direito a vender eletricidade de produção própria, inclusive através de acordos de compra de energia;"

131. Observe-se, por oportuno, que as diretivas, no ordenamento jurídico da União Europeia, não são meros atos sem força cogente, mas, contrariamente, o nível de vinculação que impõe sobre os estados membros é o mais forte entre todos os instrumentos legislativos, o que evidencia a relevância da menção expressa do direito à venda de excedentes na citada Diretiva 2019/944.

2.3. Austrália

132. Com a maior proporção de prossumidores do mundo (mais de 2,2 milhões de instalações fotovoltaicas e uma capacidade combinada de mais de 13,9 GW⁴⁶), a Austrália vem implantando soluções inovadoras no tocante a recursos de energia distribuídos.

⁴⁶ Disponível em: <https://pv-map.apvi.org.au/analyses>.

133. A comercialização *peer to peer* é uma delas, seja por meio de contrato entre duas partes, tecnologia de contabilidade distribuída ou *blockchain*⁴⁷.

134. Em 2016, foi lançado o primeiro consórcio de mercado digital de energia solar – *decentralised Energy Exchange* (dEX).

135. O programa permitiu que proprietários de sistemas fotovoltaicos *rooftop* acessassem uma rede de usinas virtuais compostas de redes inteligentes de energia e armazenamento, oportunizando a livre comercialização local de energia através de *smart contracts* e *blockchain*⁴⁸.

136. A *Energy Networks Australia* e o *Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation* (CSIRO) lançaram, em 2017, o *Electricity Network Transformation Roadmap*⁴⁹, indicando diretrizes regulatórias ao mercado futuro de eletricidade e enfatizando a criação de novos produtos, tarifas e serviços de suporte a micro redes e comércio *peer to peer*.

137. Em consequência, inúmeros projetos piloto já em escala comercial de transações *peer to peer* têm sido desenvolvidos nacionalmente por empresas privadas – em alguns casos, em parceria com as concessionárias – com apoio e financiamento da *Australian Renewable Energy Agency* – ARENA.

⁴⁷ ARENA, *Peer-to-Peer Distributed Ledger Technology Assessment*. Disponível em: <https://arena.gov.au/assets/2017/10/Final-Report-MHC-AGL-IBM-P2P-DLT.pdf>

⁴⁸ Disponível em: <https://www.theguardian.com/sustainable-business/2017/feb/23/australian-consortium-launches-world-first-digital-energy-marketplace-.for-rooftop-solar..>

⁴⁹ Disponível em: <http://bit.ly/energynetworks>.

138. Exemplo de iniciativa nesse sentido consiste no AGL Solar Exchange⁵⁰, maior teste de comércio de energia para consumidores da Austrália, o qual promove o comércio através de *tokens* solares.

139. Nesse mesmo contexto, a proposta da Microgrid de Latrobe Valley, em Melbourne – projeto piloto da LO3 Energy⁵¹-, é demonstrar como recursos de energia distribuídos podem ser incorporados ao mercado de energia e avaliar os benefícios econômicos para consumidores e prossumidores participantes.

140. O *Latrobe Valley Microgrid - Feasibility Assessment*, desenvolvido a partir do projeto piloto, relaciona cenários regulatórios e seus impactos para consumidores, prossumidores e varejistas.

141. De acordo com a modelagem dos cenários implementados sob acordos de mercado existentes⁵² **consumidores podem ter economia de 6% a 12%** em razão da compra de energia no mercado local.

142. Para **prossumidores, o aumento de receita registrado é de 18% a 37%** nesse modelo em comparação com a entrega de excedente sob o regime de *Feed in Tariff*, além de compensar de maneira justa provedores de infraestrutura⁵³.

143. As experiências internacionais corroboram, empiricamente, que a modernização do mercado passa por novas formas de transacionar energia – o

⁵⁰ Disponível em: <https://www.aql.com.au/solar-renewables/projects/solar-exchange>.

⁵¹ Disponível em: <http://bit.ly/latrobevalley>.

⁵² No arranjo atual dos estados desregulados (Nova Gales do Sul, Victoria e Austrália do Sul), os consumidores pagam pelo acesso a rede e pelos encargos de mercado em função da energia transacionada no mercado de energia local. Portanto independente de um cliente adquirir energia de um mercado local ou de um varejista, as mesmas tarifas de rede se aplicam não havendo distinção de fonte centralizada ou local/distribuída. Disponível em: <https://bit.ly/2PzmvzQ>.

⁵³ LO3 Energy, *Latrobe Valley Microgrid – Feasibility Assessment*, p 59.

que significa não apenas novas ferramentas tecnológicas, mas novos agentes atuantes, notadamente, o prossumidor.

144. Diante da atual proposição da ANEEL, ora sob audiência pública, a autorização para a comercialização de excedentes é ainda mais necessária.

145. Isso porque, com a contração da base para compensação de créditos de geração distribuída – contração essa decorrente da circunstância de não mais poder haver compensação com a parcela fio das tarifas –, a comercialização surge como alternativa para evitar o perecimento desses créditos, que tendem a ser maiores e a se acumularem em razão da redução da base de compensação.

3.

Duração do período de transição

3.1. Prazo de transição

3.1.1. Proposta da Agência

146. No Relatório de Análise de Impacto Regulatório n. 004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL – elaborado no âmbito da Audiência Pública n. 01/2019 –, o regime de transição aplicável aos agentes de micro e minigeração distribuída cujos equipamentos tivessem sido instalados até 31.12.2019 se estenderia por **25 (vinte e cinco) anos**.

147. A fixação do referido prazo visava à *“manutenção da regra existente no momento da conexão até o final da vida útil esperada dos equipamentos”*.

148. Ocorre que, no capítulo III-A da minuta de resolução submetida à CP n. 25/2019, prevê-se, no artigo 7º-D, § 3º, inciso II, prazo de transição mais exíguo, correspondente a apenas **10 (dez) anos**:

*“Art. 7º-D Até **31 de dezembro de 2030**, não se aplicam as disposições do §4º-B do art. 4º e do §3º do art. 7º-A para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída conectadas até a data de publicação desta Resolução”.*

149. A alteração se deu sob a justificativa de que *“a determinação de uma data fixa para mudança da regra se mostra menos complexa do ponto de vista operacional”*.

150. Alegou-se, ainda, que, *“considerando o payback descontado atual da ordem de 4 a 5 anos, tal data garantiria [...] a permanência na Alternativa 0 por período equivalente a duas vezes o payback atual”*, preservando, supostamente, *“os direitos dos que já estão conectados, o retorno do investimento, a previsibilidade regulatória e a segurança jurídica”*.

3.1.2. Critérios de decisão de investimento em micro e minigeração distribuída

151. A decisão de investir em micro e minigeração distribuída – como qualquer outra decisão de investimento – é tomada a partir de análise sobre o custo de oportunidade, o qual “*mede o valor das oportunidades perdidas em decorrência da escolha de uma alternativa de produção em lugar de outra também possível*”⁵⁴.

152. Nesse contexto, é de especial relevância para a análise de viabilidade econômico-financeira de empreendimentos de geração a definição do Levelized Cost of Electricity – LCOE, o qual relaciona os custos totais do empreendimento ao longo de sua vida útil e o montante total de energia gerada no mesmo período, definido pela doutrina nos seguintes termos:

*“The levelized cost of electricity is the constant dolar electricity price that would be required over the life of the plant to cover all operating expenses, payment of debt and accrued interest on initial project expenses, and the payment of na acceptable return to investors”*⁵⁵

153. O LCOE, aplicado a sistemas fotovoltaicos⁵⁶, pode ser calculado pela equação abaixo⁵⁷:

$$LCOE = \sum_{t=0}^T \frac{(I_t + O_t + M_t + F_t)/(1+r)^t}{E_t/(1+r)^t} = \sum_{t=0}^T \frac{(I_t + O_t + M_t + F_t)/(1+r)^t}{S_t(1-d)^t/(1+r)^t}$$

⁵⁴ **Manual de economia: equipe de professores da USP.** São Paulo: Saraiva, 2017, p. 203.

⁵⁵ MIT, Massachusetts Institute of Technology. **The Future of Coal.** Massachusetts: 2007

⁵⁶ BRANKER, K; PATHAK, M.J.M; PEARCE, J.M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainabile Energ Reviews**, v. 15, p. 4.470 – 4.482, 2011.

⁵⁷ Onde:

I_t – investimento inicial

O_t – custos de operação

M_t – custos de manutenção

F_t – custos de financiamento

r – taxa de desconto

S_t – energia gerada em potência nominal por ano

d – taxa anual de depreciação dos módulos fotovoltaicos

154. Em outras palavras, ao tomar a decisão de alocar recursos em mini e microgeração fotovoltaica distribuída, o investidor considera – diluídos ao longo da vida útil da estrutura de geração – (i) o valor do investimento; (ii) os custos operacionais; (iii) os custos de financiamento; (iv) a taxa de desconto; e (v) a taxa de depreciação do ativo.

155. Em maio de 2018, o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA – publicou estudo no qual estimou o LCOA aplicável à micro e minigeração fotovoltaica no Brasil, encontrando os seguintes resultados:

| Custos unitários utilizando a média diária de radiação solar (Em R\$/kWh) | | | |
|---|---------------------|----------------------|----------------------|
| Custo da energia | Sistema de 6 placas | Sistema de 10 placas | Sistema de 18 placas |
| 10 anos | 0,67 | 0,59 | 0,53 |
| 15 anos | 0,52 | 0,46 | 0,41 |
| 20 anos | 0,55 | 0,47 | 0,41 |

156. Notadamente, o LCOE se reduz com o transcurso do tempo⁵⁸.

157. Nesse sentido, a decisão de alocação de recursos financeiros em ativos de micro e minigeração distribuída é fundamentalmente influenciada pelo intervalo temporal no qual as condições de investimento se manterão inalteradas.

158. Com efeito, a redução do período de transição para 10 (dez) anos causa surpresa e insegurança, pois abala um dos principais fatores considerados na análise de retorno determinante da realização de investimento.

159. A preservação de estabilidade e de legítimas expectativas pressupõe, pois, que o prazo de transição definido pela ANEEL contemple toda a vida útil dos ativos de micro e minigeração já implementados.

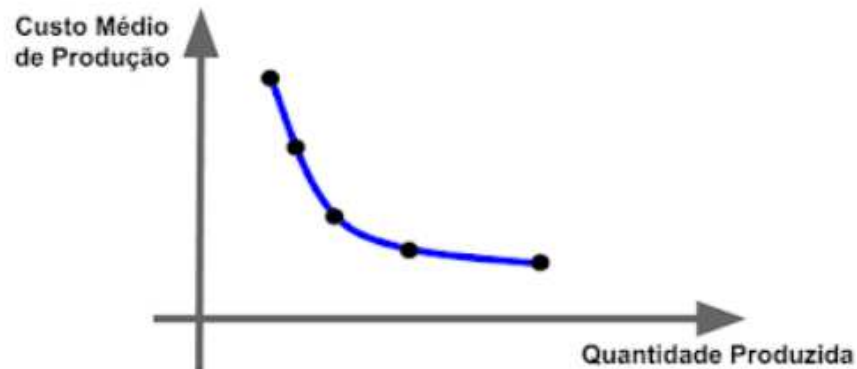
⁵⁸ O pequeno aumento do LCOE entre 15 e 20 anos se deve à substituição de inversores, cuja vida útil é de 15 anos, em média.

3.1.3. Inadequação da métrica de *payback* descontado atual aplicada a investimentos pretéritos

160. A Agência define o prazo de transição de 10 (dez) anos sob o entendimento de que esse período corresponde ao dobro do *payback* descontado atual.

161. De plano, nota-se equívoco conceitual na métrica aplicada: não se pode considerar o *payback* descontado de investimentos atuais como sendo igual ao *payback* descontado de investimentos pretéritos, sobretudo quando se trata de ativos tecnológicos, cujos preços são sensíveis ao transcurso do tempo e à popularização da tecnologia.

162. No ponto, as inovações tecnológicas estão sujeitas às condições próprias da economia de escala, sobretudo à redução de preço em função do aumento de usuários da referida tecnologia:



163. Dessa forma, os investidores pioneiros em micro e minigeração realizaram tais investimentos sob outras condições: preços elevados; linhas de financiamento escassas e marcadas por taxas mais elevadas; e incentivos regulatório-tributários reduzidos ou inexistentes.

164. É importante destacar que esses prosumidores – os quais assumiram maiores ônus e consideraram o horizonte de vida útil de seus ativos a fim de amortizar o total investido – são os responsáveis pela viabilização da expansão de micro e minigeração solar no Brasil.

165. O Ministério de Minas e Energia – MME, no Relatório do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD⁵⁹, informa que alguns desses investidores contraíram financiamentos de até 20 (vinte) anos em instituições financeiras como a Caixa Econômica Federal e o Banco do Brasil.

166. No mesmo documento, o MME afirma que o *payback* do investimento em micro e minigeração distribuída só seria da ordem de 10 anos “se o desenvolvimento da indústria nacional e novas tecnologias leva[ss]em os custos de implantação a serem **reduzidos pela metade**”.

167. A Empresa de Pesquisa Energética – EPE, por sua vez, estima que “os custos de investimento de sistemas fotovoltaicos (inversor, módulo e balance of system componentes – BOS) devem reduzir mais de 30% entre 2020 e **2050**”⁶⁰.

168. Isso é, existe a possibilidade de a redução a que o MME condiciona a fixação do prazo de 10 (dez) anos não ocorrer até **2050**.

169. Assim, afigura-se equivocado assumir que o *payback* descontado atual seja a métrica adequada para a definição do prazo de transição.

⁵⁹Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/Relat%C3%B3rio+ProGD+VFINAL+%28SEI%29.pdf/5082ebd8-2391-40d6-965a-57108cbfdde2>

⁶⁰Documento que sintetiza “premissas e custos da oferta de energia elétrica no horizonte 2050”. Disponível para consulta em:

<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT%20PR%20007-2018%20Premissas%20e%20Custos%20oferta%20de%20Energia%20EI%C3%A9trica.pdf>

3.1.4. Redução de prazo: política regulatória contrária à política pública de Estado

170. Em estudo elaborado em 2017 – denominado *“Energia solar no Brasil: situações e perspectivas”* –, a Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados destaca que, *“apesar dos altos níveis de irradiação solar no território brasileiro, o uso da fonte solar [...] não apresenta a mesma relevância que possui em outros países, nem o mesmo desenvolvimento de outras fontes renováveis”*.

171. Ao tempo em que atribui o sucesso da difusão da fonte em países como Alemanha, Japão, China e Estados Unidos às *“fortes políticas públicas de incentivos, como benefícios fiscais e eficientes mecanismos regulatórios”*, o documento ressalta que, no Brasil, *“o principal incentivo se constitui na [...] Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012”*.

172. A Consultoria Legislativa, ao analisar os efeitos da REN n. 482/2012, observa que a norma – nos termos atuais – permitiu a expansão da geração solar, com a ressalva de que *“o crescimento, embora significativo, ainda está muito aquém do potencial técnico brasileiro e do desenvolvimento verificado em outros países”*.

3.1.4.1. A política pública de Estado

173. A fim de ampliar a difusão de micro e minigeração no Brasil, há esforços na concepção de políticas públicas de incentivo, tais como:

(i) concepção de linhas de financiamento em bancos públicos;

(ii) convênio ICMS n. 16/2015, mediante o qual o Conselho Nacional de Política Fazendária – órgão ligado ao Ministério da Economia – *“autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica,*

sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa n. 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica”; e

(iii) artigo 8º da Lei n. 13.169/2015, por força do qual foram *“reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da [...] COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa”*.

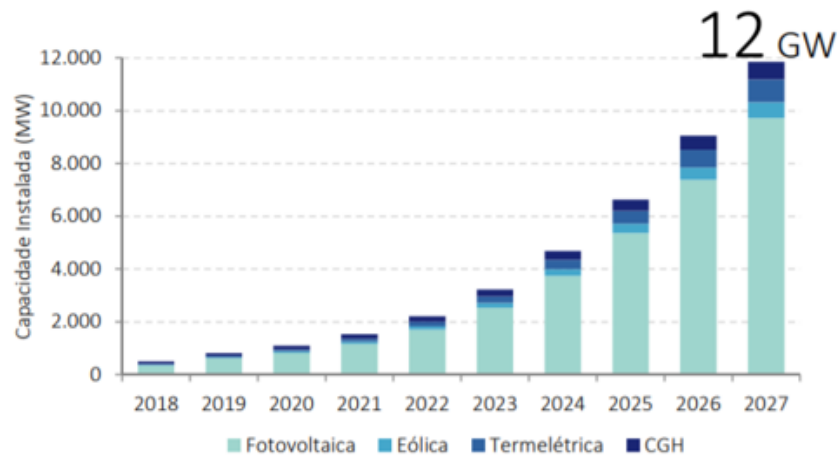
174. Para além das políticas públicas já implementadas, tramitam no Poder Legislativo Federal os Projetos de (i) Lei do Senado n. 371/2015; e (ii) Lei da Câmara dos Deputados n. 10.370/2018, nos quais se pretende viabilizar o uso de recursos do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço – FGTS – para suportar os custos de aquisição e implementação de equipamentos de micro e minigeração fotovoltaica.

175. O Tribunal de Contas da União, por sua vez, em auditoria realizada em cumprimento ao Acórdão n. 2.659/2017, destacou que *“a sinalização de que a geração distribuída é uma prioridade nacional para o setor de energia pode atrair mais empresas do ramo e tornar esse mercado mais competitivo, ao passo que a indicação oposta pode minar o setor”*.

176. A definição, pela ANEEL, do tempo de permanência na regra de entrada é elemento crucial para atingimento das projeções apontadas no Plano Decenal de Energia – PDE, plano esse que, segundo destacado pelo TCU, (i) é *“o principal documento de planejamento do setor”* e (ii) apresenta, para o horizonte 2027, *“crescimento exponencial da geração distribuída nos próximos anos, principalmente com relação aos sistemas fotovoltaicos, estimando-se cerca de 770 mil adotantes em 2026, totalizando 3,3 GWp, o que será suficiente para o atendimento de 0,6% do consumo total nacional”*.

3.1.4.2. Potencial de expansão do parque de mini e microgeração fotovoltaica

177. A EPE, no Plano Decenal de Expansão de Energia 2027, ilustra o potencial de crescimento da capacidade instalada de micro e minigeração distribuída nos próximos anos:



178. O gráfico, ao tempo em que demonstra a efetividade das políticas públicas descritas, informa que o processo de difusão da micro e minigeração distribuída se encontra em **estágio embrionário**.

179. Comparando-se os dados da EPE com a Curva de Difusão da Inovação de Rogers, é possível dizer que apenas “inovadores” e “primeiros adeptos” investiram em micro e minigeração no País:



180. Em sua obra *Diffusion of Innovations*, Everett Rogers esclarece que os “primeiros adeptos”, “*mais do que qualquer outra categoria, tem o maior grau de formação de opinião na maioria dos sistemas sociais. Potenciais adotantes procuram os adotantes precoces para obter conselhos e informações sobre a inovação. [...] Essa categoria geralmente é procurada pelos agentes de mudança para ser um missionário local*”⁶¹.

181. São justamente esses prossumidores – “primeiros adeptos” formadores de opinião – que terão suas expectativas frustradas quanto ao investimento.

182. A redução do prazo de transição, portanto, não apenas frustrará a previsão de crescimento da capacidade instalada em razão da redução de atratividade, mas também impactará negativamente justamente aqueles que incorreram em maior custo e promoveram o maior esforço de contribuição à difusão da micro e minigeração distribuída no Brasil.

⁶¹ Tradução livre de “*This adopter category, more than any other, has the greatest degree of opinion leadership in most social systems. Potential adopters look to early adopters for advice and information about the innovation. The early adopter is considered by many as "the individual to check with" before using a new idea. This adopter category is generally sought by change agents to be a local missionary for speeding the diffusion process. Because early adopters are not too far ahead of the average individual in innovativeness, they serve as a role model for many other members of a social system. The early adopter is respected by his or her peers, and is the embodiment of successful and discrete use of new ideas. And the early adopter knows that to continue to earn this esteem of colleagues and to maintain a central position in the communication structure of the system, he or she must make judicious innovation decisions. So the role of the early adopter is to decrease uncertainty about a new idea by adopting it, and then conveying a subjective evaluation of the innovation to near-peers by means of interpersonal networks*” (ROGERS, E. *Diffusion of Innovations*. Nova Iorque: The Free Press, 1983, p. 249)

4.

Alterações de membros de consórcios e de titularidade de CUSD/CCR durante o período de transição

4.1. Composição do consórcio

4.1.1. Proposta da Agência

183. No Capítulo III-A da minuta de resolução submetida à CP 25/2019, disciplinou-se a transição do regulamento atualmente vigente para a nova norma.

184. No artigo 7º-D, § 3º, inciso II, mais especificamente, estabeleceu-se que deixam de fazer jus à manutenção, até 31.12.2030, das regras vigentes até a data de publicação da nova resolução aqueles agentes que promoverem “*troca de titularidade da unidade consumidora com microgeração ou minigeração*”.

185. Não há dispositivo, contudo, que confirme que, no caso de geração compartilhada, a alteração de membros de consórcios, cooperativas, condomínios ou outras modalidades associativas será permitida para fins de fruição do período de transição, desde que mantido o CNPJ do ente associativo titular de unidade consumidora (i) conectada ou (ii) com solicitação de acesso protocolizada.

4.1.2. Entendimento convergente

186. Embora não esteja expresso na minuta, extrai-se da Nota Técnica n. 078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA que a Agência converge para o entendimento de que apenas o CNPJ do ente associativo é que deve permanecer inalterado, eis que, segundo as áreas técnicas, o detentor do CNPJ é que será o “*consumidor titular da unidade consumidora com geração distribuída*”:

“A empresa Órigo encaminhou contribuição recomendando maior flexibilidade nos modelos associativos, deixando como uma das possibilidades o modelo de Condomínio Civil Voluntário. Sobre esse ponto, ressalta-se a necessidade de que a associação participante da modalidade de geração compartilhada deve possuir um CNPJ, tendo em vista que esse CNPJ será o consumidor titular da unidade consumidora com geração distribuída. O inciso XVII do Art. 2º da REN nº 482/2012

define o consumidor como ‘pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representada, que solicite o fornecimento, a contratação de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes deste atendimento à(s) sua(s) unidade(s) consumidora(s) ...’. Uma vez atendida essa exigência de inscrição no CNPJ, entende-se que outras formas de associações, que não se caracterizem em modelos de negócios voltados à comercialização de energia, possam ser incluídas na norma.”

187. Nesse mesmo sentido, a Procuradoria Federal junto à ANEEL, por meio de seu Parecer n. 00433/2016/PFANEEL/PGF/AGU, já havia assentado que a titularidade da unidade consumidora com geração distribuída compartilhada é, necessariamente, do consórcio, caso tenha personalidade jurídica, ou, caso não a tenha, de sua administradora:

*“A constituição de consórcios deve observar a) o disposto na Lei n. 6.404/76 e na Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.634/2016, para fins de inscrição no CNPJ; ou b) o disposto na Lei nº 11.795/2008. **No primeiro modelo (letra a), o consórcio possui personalidade jurídica, sendo o titular da unidade consumidora com geração distribuída. No segundo modelo (letra b), a titularidade da unidade consumidora com geração distribuída é conferida à administradora do consórcio, que deve apresentar comprovante de inscrição no CNPJ.**”⁶²*

188. A clareza de que o ente associativo é o titular da unidade consumidora reforça-se no § 3º do artigo 7º da minuta de resolução, no qual se permite a livre alocação, pelo *“titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou a minigeração distribuída”*, dos percentuais ou da ordem de utilização dos excedentes de energia, desde que, em se tratando de geração compartilhada, tal alocação esteja *“acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove a participação dos integrantes”*:

“§3º O titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou a minigeração distribuída pode solicitar alteração dos percentuais ou da ordem de utilização dos excedentes de energia de que trata o §2º junto à distribuidora, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias de sua aplicação e, para o caso de empreendimento com múltiplas unidades

⁶² Disponível em:

https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/FAQ+-V3_20170524/ab9ec474-7dfd-c98c-6753-267852784d86

consumidoras ou geração compartilhada, acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove a participação dos integrantes.”

189. Com efeito, após ser feita a solicitação de acesso, os beneficiários dos excedentes de geração compartilhada poderão ser alterados, desde que a alteração seja feita com 60 dias de antecedência e esteja acompanhada de instrumento que comprove o novo arranjo.

190. Diversos são os elementos, portanto, que reforçam o entendimento de que a alteração de integrantes de consórcio (ou de outra forma de associação civil) não caracteriza troca de titularidade da unidade consumidora.

4.1.3. Inclusão de esclarecimento que provê maior segurança

191. Apesar de ser possível extrair, dos citados documentos e dispositivos, a interpretação em referência, é certo que não há, até o momento, manifestação expressa das áreas técnicas ou dispositivo da própria minuta de resolução quanto à circunstância de a alteração de membros de consórcios não estar abrangida pelo inciso II do § 3º do artigo 7º-D, ou seja, não consistir em troca de titularidade.

192. A ausência de previsão expressa gera incertezas capazes de minar forma de financiamento que o próprio setor criou para viabilizar a geração distribuída, em benefício, sobretudo, dos prossumidores com menor expertise técnica e menor capacidade de aporte de recursos.

193. Isso porque tornou-se comum no segmento que determinados investidores prospectem terrenos, desenvolvam e cuidem da aprovação de projetos junto à distribuidora local, fiquem a cargo de todos os trâmites técnicos e burocráticos necessários à implantação do empreendimento e posteriormente

os transfiram a conjunto de prossumidores que, de outra forma, não teriam condições técnico-financeiras de explorá-lo.

194. Com efeito, há diversas modalidades comerciais mediante as quais tais prossumidores finais remuneram os investidores iniciais – por exemplo, via contratos de manutenção e operação da usina ou contratos de arrendamento dos equipamentos empregados na geração distribuída –, de maneira que os elevados custos de implantação são diluídos ao longo do tempo.

195. Ocorre que é de todo provável que esse conjunto de prossumidores finais, reunidos em forma de consórcio ou outra modalidade de associação civil, não se mantenha estanque ao longo de todo o período de transição (31.12.2030), de maneira que, caso não fosse permitida a sua substituição por outros prossumidores – preservando-se, contudo, o CNPJ original –, os investidores iniciais perderiam sua única forma de serem remunerados e, por conseguinte, deixariam de financiar a expansão da geração compartilhada.

196. A inclusão de previsão expressa na norma conferiria o conforto e a segurança necessários para o fomento aos investimentos no segmento.

4.2. Titularidade de CUSD/CCR

197. Chama-se também atenção para o cenário em que, após o protocolo da solicitação de acesso e o início de vigência da nova resolução, há necessidade de alteração do detentor do parecer de acesso – o que é bastante comum justamente no caso anteriormente descrito, em que o investidor inicial fica a cargo dos procedimentos técnicos necessários à implantação da usina, mas depois transfere sua titularidade aos prossumidores finais.

198. Conforme modelo de FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA anexo ao atual módulo 3 do PRODIST, a solicitação de acesso de empreendimento de geração distribuída é realizada em nome do titular da unidade consumidora:

ANEXO IV – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

| 1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC | | |
|---|----------------------------------|--|
| Código da UC: | Grupo B <input type="checkbox"/> | Grupo A <input type="checkbox"/> Classe: |
| Titular da UC: | | |
| Rua/Av.: | Nº: | CEP: |
| Bairro: | Cidade: | |
| E-mail: | | |
| Telefone: () | Celular: () | |
| CNPJ/CPF: | | |

199. Portanto, a emissão de parecer de acesso em nome de pessoa – física ou jurídica – distinta daquela que consta na solicitação de acesso atrairia a aplicação do inciso II do § 3º do artigo 7º-D, caso tal alteração ocorresse depois da publicação da nova resolução.

200. Todavia, entende-se que, também nesse caso, a norma deveria conter permissivo para que permanecessem fazendo jus ao regime de transição os prosumidores que passassem a constar, depois da edição da nova resolução, como os efetivos titulares dos pareceres de acesso das usinas que explorarão.

201. Isso porque, conforme já explicitado, para diversos prosumidores – sobretudo os residenciais e os comerciais de pequeno e médio portes –, é inviável percorrer todas as etapas que antecedem a conexão do empreendimento.

202. Desde a escolha do terreno – o que leva em consideração aspectos como ociosidade da rede da distribuidora em cada ponto da área de concessão (para minizar despesas com reforços), índices de segurança (haja vista o risco de furto de equipamentos) e aspectos fundiários e ambientais diversos – até o cumprimento de normas técnicas da distribuidora e aquisição de equipamentos (o

que envolve expertise jurídica, tributária e logística), os desafios são inúmeros e configuram verdadeiros entraves aos inexperientes na área.

203. De fato, no estágio de solicitação de parecer de acesso, muitas vezes o empreendimento ainda está sob titularidade do investidor inicial responsável por cumprir as etapas tidas como inacessíveis por diversos prosumidores.

204. Assim, ainda que se limitasse a uma única transferência (do investidor para o consórcio que virá a congregar os diversos prosumidores finais, por exemplo), a norma deveria prever a possibilidade de alteração do titular de parecer de acesso, sem que tal medida configurasse motivo para a exclusão do empreendimento da transição prevista no artigo 7º-D da minuta de resolução.

5.

Síntese das propostas da GreenYellow

| TEMA | CONTRIBUIÇÃO |
|--|--|
| <p>1. Cobrança de TUSDg e TUSD Encargos e desconto para fontes incentivadas</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Não cobrar dos minigeradores conectados em tensão abaixo de 88 kV o pagamento de TUSDg, a qual atualmente é calculada em desacordo com a finalidade da tarifa e sem sinal locacional. • Alternativamente, condicionar a eventual incidência da TUSDg sobre esses agentes à regulamentação e à aplicação, pela ANEEL, de metodologia específica para o segmento, na qual se empregue sinal locacional. • Uma vez que os prossumidores com minigeração distribuída atendem a todos os requisitos do art. 26, § 1º, II, da Lei n. 9.427/96 e que a energia que injetam na rede é destinada ao consumo próprio, garantir seu direito ao desconto tarifário. • Subsidiariamente, reconhecer a incidência do desconto tarifário (com base no art. 26, § 1º, I, da Lei n. 9.427/96) sobre a parcela da energia que venha a ser comercializada (caso venha a ser aprovada a venda de excedentes por prossumidores). • Eliminar a incidência de encargos setoriais sobre a parcela de energia gerada e consumida pelos prossumidores. |
| <p>2. Venda de excedentes e valoração horária da energia injetada</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Regular a venda de excedentes, a qual está amplamente amparada na legislação existente, pois: <ul style="list-style-type: none"> (i) o artigo 26, IV, da Lei n. 9.427/1996 e o artigo 1º, § 3º, do Decreto n. 5.163/2004 são expressos quanto à possibilidade de venda de excedentes por autoprodutor, mediante autorização da ANEEL; e |

| | |
|--|--|
| | <p>(ii) os artigos 26, inciso II, e 3º, XIV, da Lei n. 9.427/1996 e 1º, § 6º, da Lei n. 10.848/2004, por seu turno, cometem à ANEEL as incumbências de <i>(ii.a)</i> autorizar a compra e venda de energia por comercializador – sem que se definam, em tais diplomas, aqueles enquadrados no conceito de comercializador, o que fica a cargo da Agência –, bem como de <i>(ii.b)</i> definir as regras e os procedimentos de comercialização – e, portanto, o rito para que a venda seja operacionalizada.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reconhecer que a regulamentação da venda de excedentes pelo produtor concretiza o direito à propriedade (e à fruição plena desse direito), bem como os princípios da proteção ao meio ambiente, ao livre mercado e ao consumidor. • Considerar que a experiência internacional – observados os Estados Unidos, a Austrália e a União Europeia – demonstra empiricamente que a venda de excedentes por prosumidores faz parte do processo de modernização do mercado e de integração de recursos energéticos distribuídos. • Reter que a análise do estado da arte no âmbito internacional também evidenciou a importância da granularidade do preço da energia – ainda não implementada no Brasil – para (i) a efetiva valoração dos atributos da fonte de geração e (ii) a viabilização de mercado moderno de transações de excedentes, de maneira que a alteração de norma deveria ocorrer em paralelo com a adoção do PLD horário. |
| <p>3. Duração do período de transição</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Recuar quanto à proposta de reduzir, de 25 para 10 anos, o período de transição da nova norma, eis que a medida: <ul style="list-style-type: none"> (i) causa surpresa e insegurança, pois abala um dos principais fatores considerados na análise de retorno determinante da realização de investimento; (ii) não contempla toda a vida útil dos ativos de micro |

| | |
|---|---|
| | <p>e minigeração já implementados, o que compromete a estabilidade regulatória no tocante aos investidores que viabilizaram a consolidação do segmento;</p> <p>(iii) deixa de levar em conta que os investidores pioneiros em micro e minigeração realizaram seus investimentos sob condições diversas das atuais – preços elevados, linhas de financiamento escassas e marcadas por taxas mais elevadas e incentivos regulatório-tributários reduzidos ou inexistentes;</p> <p>(iv) segundo órgãos oficiais – MME e EPE –, a condição que viabilizaria o prazo de transição de 10 anos (redução de custos de implantação à metade) não deve ocorrer até o ano de 2050.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Advertir que a redução do prazo de transição não apenas frustrará a previsão de crescimento da capacidade instalada em razão da redução de atratividade da GD, mas também impactará negativamente aqueles que incorreram em maior custo e promoveram o maior esforço de contribuição à difusão da GD no Brasil. |
| <p>4. Alterações de membros de consórcios e de titularidade de CUSD/CCR durante o período de transição</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Incluir na norma previsão expressa que confirme que, no caso de geração compartilhada, a alteração de membros de consórcios, cooperativas, condomínios ou outras modalidades associativas será permitida para fins de fruição do período de transição, desde que mantido o CNPJ do ente associativo titular de unidade consumidora (i) conectada ou (ii) com solicitação de acesso protocolizada. • Incluir na norma permissivo para que permaneçam fazendo jus ao regime de transição os prossumidores que passem a constar, depois da edição da nova resolução, como os efetivos titulares dos pareceres de acesso das usinas que explorarão. |