

Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SGT/SRG/SMA/ANEEL

Em 25 de maio de 2018.

Processo nº: 48500.004924/2010-51.

**Assunto: Abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.**

## I. DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem o objetivo de apresentar os principais tópicos para abertura das discussões sobre o aprimoramento das regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução Normativa – REN nº 482/2012, e do acesso da micro e minigeração distribuída, regulamentado na Seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Trata-se da Atividade nº 50 da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2018-2019

## II. DOS FATOS

2. A Resolução Normativa – REN nº 482, de 17 de abril de 2012, criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, aplicável a unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída. As regras estabelecidas na ocasião permitiam a instalação de pequenas centrais de geração em unidades consumidoras para compensação da energia consumida localmente ou em outras unidades sob a mesma titularidade.

3. Em 2015, por meio da REN nº 687, de 24 de novembro, as regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída foram aprimoradas, com a elevação da potência limite de 1 MW para 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas) e a criação dos modelos de autoconsumo remoto, empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada. Nesse processo de revisão da norma, foram discutidas questões relacionadas à forma de compensação da energia gerada localmente e remotamente, sendo que o sistema de compensação deveria ser aplicado de maneira que a energia injetada fosse utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias). Contudo, conforme voto que consta no processo de revisão<sup>1</sup>, a Diretoria estabeleceu uma nova revisão da Resolução, com foco no aspecto econômico, até o final de 2019.

---

<sup>1</sup> Conforme item 33 do documento disponível em [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687_1.pdf) (Documento SIC nº 48575.003951/2015-00).

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

Fl. 2 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

4. A REN nº 786, de 17 de outubro de 2017, elevou para 5 MW o limite de minigeração a partir de fontes hídricas e vedou o enquadramento de centrais geradoras existentes no Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

5. A Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2018-2019<sup>2</sup> estabeleceu, no item 50, a atividade de aprimorar a REN nº 482/2012, com proposta de abertura de Consulta Pública no primeiro semestre de 2018.

### III. DA ANÁLISE

6. Antes de adentrar no mérito das discussões em si, é válido explicitar como se dará o rito de revisão das regras relacionadas com micro e minigeração distribuída – GD no Brasil. A Consulta Pública instaurada pela presente Nota Técnica tem como objetivo principal apresentar a proposta de metodologia da Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre a forma de compensação da energia gerada pela GD. Além disso, são colocados alguns pontos de melhoria identificados pelas áreas técnicas da ANEEL. Com a presente Consulta, buscam-se contribuições acerca das premissas a serem adotadas para realização da AIR, bem como sobre a metodologia da AIR em si. Adicionalmente, esperam-se subsídios sobre os problemas aqui apontados, bem como a indicação de eventuais outros pontos de melhoria que ainda não tenham sido identificados<sup>3</sup>.

7. Com base nas informações coletadas, será possível elaborar o Relatório de AIR sobre a forma de compensação da GD, com foco nos benefícios sistêmicos que ela proporciona e na sua viabilidade econômica. Assim, planeja-se que o Relatório de AIR produzido seja submetido a Audiência Pública, a ser instaurada pela Diretoria da ANEEL até o final de 2018. Nessa etapa, busca-se discutir o mérito das alterações propostas, as premissas adotadas e as alternativas consideradas, focando na linha que deverá ser adotada na revisão da regulamentação. Ou seja, a Audiência no segundo semestre focará na AIR e no mérito das alterações. Tal procedimento já se encontra adaptado à nova versão da Norma de Organização nº 40/2013, que trata da elaboração de AIR na ANEEL, recentemente revisada por meio da REN nº 798/2017.

8. Uma vez validada a AIR, será instaurada outra Audiência pela Diretoria para discutir o texto normativo que irá materializar as alterações sugeridas, com previsão para ser instaurada até o final do primeiro semestre de 2019. Nessa segunda e última Audiência se discutirá se as minutas de regulamento efetivamente refletem aquilo que foi apontado na AIR, tendo sido o mérito da proposta discutido e definido na Audiência anterior. Embora pareça ser uma etapa mais simples, é importante dar bastante atenção à forma com que as discussões de mérito são escritas, pois é o texto normativo que efetivamente faz efeito na prática. Em outras palavras, de nada adiantaria ser bastante cuidadoso em uma AIR se o texto que refletisse as mudanças fosse falho e não possibilitasse a correta aplicação daquilo que se deseja. Assim, muito mais do que uma mera etapa burocrática, essa última Audiência garante a efetividade das discussões.

9. Por fim, a Agenda Regulatória prevê a publicação do novo regulamento até o final de 2019. A tabela a seguir sintetiza as etapas anteriormente descritas:

---

<sup>2</sup> Aprovada pela Portaria nº 4.821/2017, disponível em <http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel>.

<sup>3</sup> Cabe aqui destacar que a Consulta Pública nº 002/2018, que objetivou colher subsídios relativos à necessidade de aperfeiçoamentos na estrutura tarifária aplicável ao Grupo B, tem uma abordagem mais ampla, de maneira que o tratamento específico a ser dado à micro e minigeração distribuída será analisado no âmbito do presente Processo.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

Tabela 1 – Resumo das atividades de revisão da REN nº 482/2012<sup>4</sup>

Atividade	Previsão
Consulta Pública (etapa discutida nesta presente Nota Técnica)	1º semestre de 2018
Audiência Pública para discussão do Relatório de AIR	2º semestre de 2018
Audiência Pública para discussão da minuta de texto (REN e PRODIST)	1º semestre de 2019
Publicação da Resolução aprimorada	2º semestre de 2019

10. A análise apresentada a seguir inicia-se com uma breve avaliação do cenário atual da micro e minigeração distribuída – GD, seguida por uma avaliação do foco principal da revisão: os critérios utilizados na compensação da energia injetada na rede. No terceiro item são apresentados diversos pontos específicos que merecem maior discussão com a sociedade, seguidos de questões com o objetivo de nortear as discussões.

### III.1. Cenário nacional atual

11. A revisão da REN nº 482/2012, ocorrida em 2015, aumentou o limite de potência da minigeração de 1 MW para 3 MW para fontes hidráulicas e para 5 MW para as demais fontes renováveis. Também foram criadas duas novas modalidades para participação no Sistema de Compensação de Energia: o autoconsumo remoto e a geração compartilhada.

12. Estas duas novas modalidades permitem que um consumidor instale a geração distribuída em unidade consumidora diferente daquela na qual se dá o usufruto do excedente de energia. Na época da publicação da norma, essa característica gerou discussão sobre a forma de compensação da energia excedente, ou seja, se a energia gerada na unidade consumidora remota compensaria todas as componentes da tarifa (Tarifa de Energia – TE e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD), ou se seriam adotadas formas alternativas de compensação (sobre apenas a TE, por exemplo).

13. Ciente de que a expansão das modalidades poderia gerar impactos mais relevantes sobre a remuneração do serviço de distribuição e impactar os demais consumidores, o diretor-relator do processo que culminou na publicação da REN nº 687/2015, baseado nas projeções para a micro e minigeração distribuída, concluiu em seu voto<sup>5</sup> que “o cenário mais otimista indica a existência de apenas 200 mil unidades consumidoras com capacidade instalada de cerca de 500 MW em 2019.” E ainda propôs “uma nova revisão da norma, **com foco no aspecto econômico**, a ser realizada até 31 de dezembro de 2019” (grifo nosso).

14. As projeções para a micro e minigeração distribuída foram revisadas em maio de 2017<sup>6</sup>, o que resultou em valores inferiores ao da projeção anterior, devido a ajustes no modelo da Teoria da Difusão de Inovações e à nova conjuntura econômica. Na Figura 1 são apresentadas as duas projeções, em termos de quantidade de unidades consumidoras, e os valores realizados em 2016, 2017 e 2018.

<sup>4</sup> Mesmo com a inserção de uma Audiência Pública específica para a discussão do Relatório de AIR, ficam atendidos os produtos e o cronograma da Atividade 50 da Agenda Regulatória 2018-2019.

<sup>5</sup> Documento disponível em [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687\\_1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687_1.pdf) (Documento SIC nº 48575.003951/2015-00).

<sup>6</sup> Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL (Documento SIC nº 48554.001050/2017-00).

\* 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 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

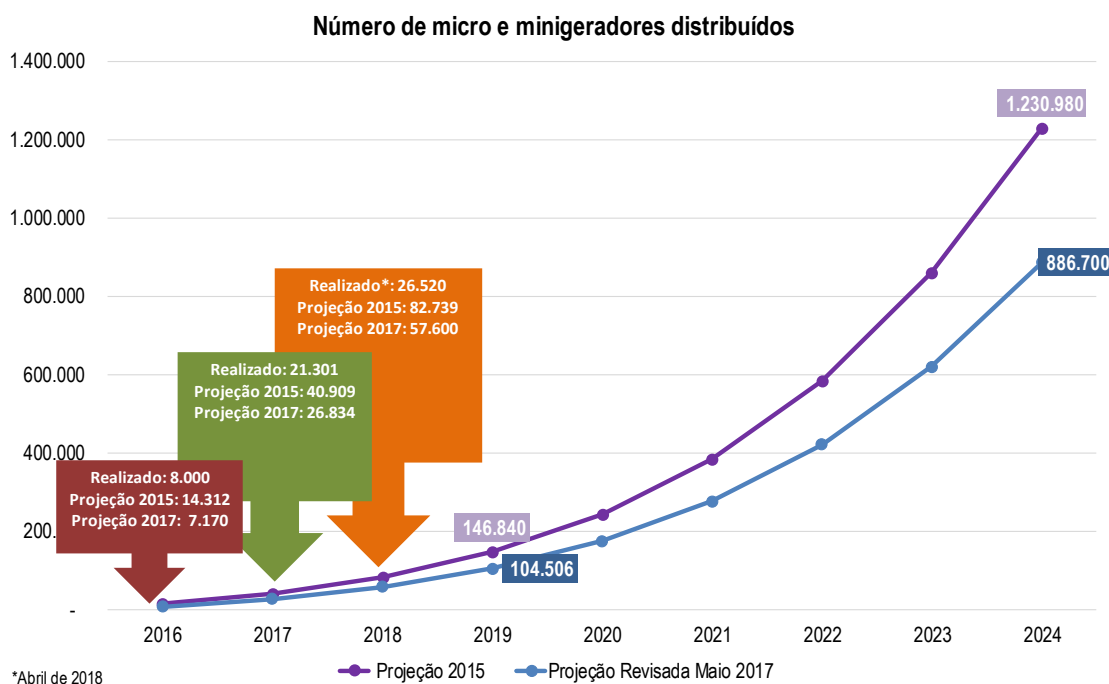


Figura 1 – Projeções e valores realizados da quantidade de unidades consumidoras que possuem micro ou minigeração distribuída. Fonte: Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD, consultado em 17 de abril de 2018.

Nota-se, da

15. Figura 1, que o número de consumidores que de fato instalaram micro ou minigeração tem sido inferior às projeções realizadas pela Agência. Todavia, os reais impactos da GD são mais afetos à potência total instalada do que à quantidade de sistemas. Nesse sentido, uma análise semelhante à da Figura anterior, mas em termos de potência instalada, é exibida na Figura 2.

Fl. 5 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

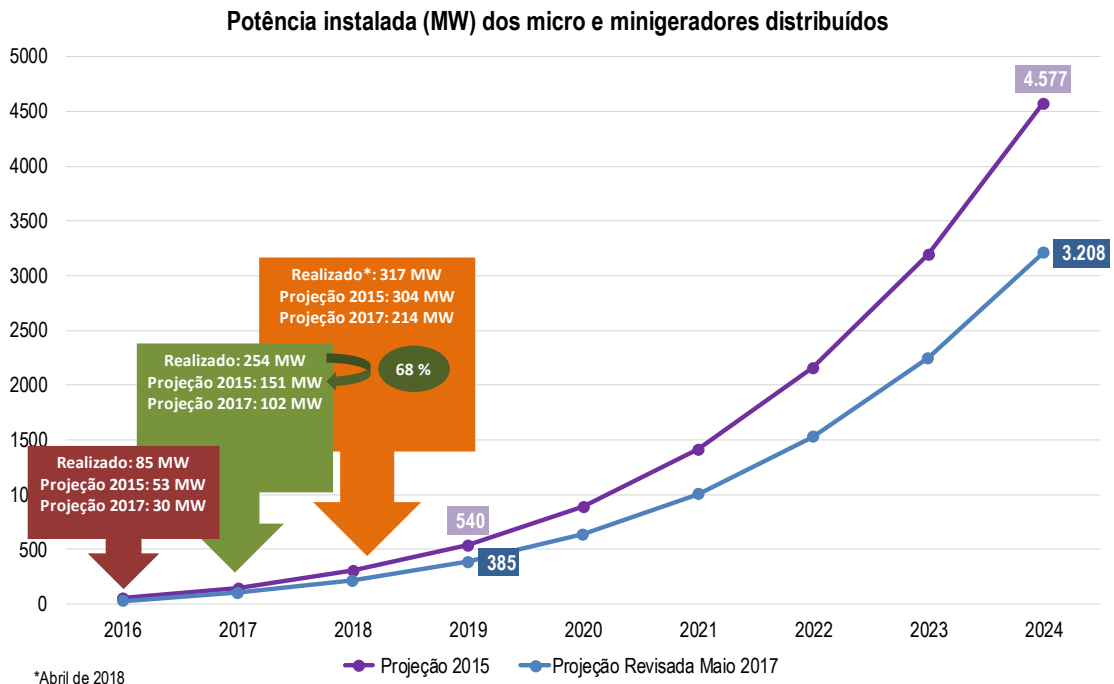


Figura 2 – Projeções e valores realizados da potência instalada da micro ou minigeração distribuída. Fonte: SISGD, consultado em 17 de abril de 2018.

16. Observa-se que a potência efetivamente instalada de GD tem sido consistentemente superior às projeções, com atenção para o ano de 2017, em que a potência já foi superior à 68% da projeção que a Diretoria da ANEEL utilizou para definir a data de revisão do regulamento (Projeção 2015).

17. Os dados também permitem concluir que esses valores elevados de potência instalada têm forte relação com a expansão das modalidades geração compartilhada e autoconsumo remoto criadas com a REN nº 687/2015, que apresentam os maiores valores de potência instalada por unidade consumidora, conforme apresentado na Figura 3.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

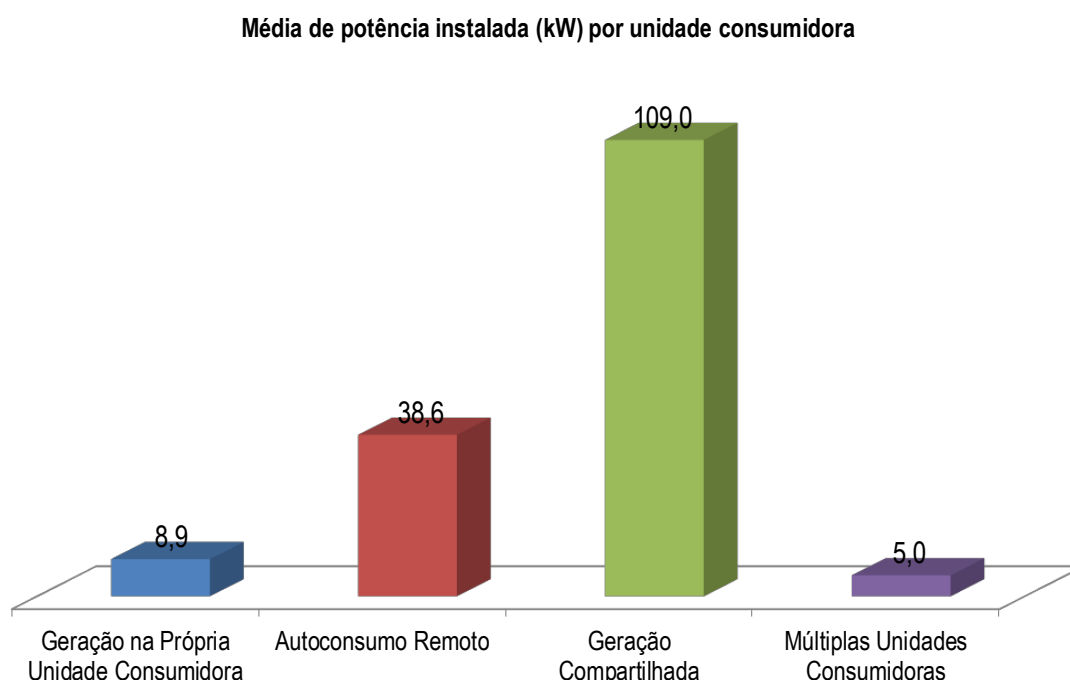


Figura 3 – Média de potência instalada (kW) por unidade consumidora, de acordo com a modalidade do Sistema de Compensação de Energia. Fonte: SISGD, consultado em 17 de abril de 2018.

18. Tendo em vista que os impactos da GD sobre a rede e os demais consumidores têm relação direta com a potência total instalada, e que os valores de potência verificados nos últimos anos são superiores às projeções realizadas, conclui-se que há uma probabilidade elevada de que os valores de potência utilizados pela Diretoria da ANEEL como referência para realização da revisão de 2019 (500 MW) sejam alcançados antes do prazo previamente estimado. Portanto, tal cenário reforça a necessidade de revisar a norma com foco no aspecto econômico.

### III.2. AIR da forma de compensação

19. O crescimento da potência de GD instalada no Brasil apresenta um ritmo que merece reavaliação de seus impactos sobre os demais consumidores e de sua viabilidade econômica. Tendo em vista que os impactos da GD têm relação direta com a potência instalada, e que os valores de potência verificados nos últimos anos superam as projeções, o ponto de atenção colocado pela Diretoria quando da aprovação da REN nº 687/2015 é motivador para a reavaliação do modelo atualmente adotado.

20. Somando-se a isso, nota-se uma esperada redução dos preços dos componentes da GD, decorrente da sua maior penetração e evolução tecnológica. Assim, o Sistema de Compensação precisaria ser reavaliado de modo a equilibrar a regulamentação com a situação atual do mercado, sendo necessário avaliar a pertinência da forma de remuneração atual, ponderando a previsão da magnitude dos impactos que a GD causará na rede e a sua sustentabilidade.

Fl. 7 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

21. Desse modo, para evitar que se chegue em uma realidade em que a GD seja excessivamente benéfica a quem instala, e, ao mesmo tempo, prejudicial às distribuidoras e posteriormente aos demais consumidores, a questão a ser atacada é um possível desalinhamento da forma de compensação vigente em relação à atual realidade da GD.

22. Isso não implica que esse desalinhamento existe de fato. Em outras palavras, a questão identificada é potencial, e somente a AIR indicará se é necessário alterar a regulamentação vigente de modo a mitigá-lo.

23. Algo também que se precisa destacar é que o problema ocorreria de forma diferenciada a depender da modalidade de compensação. Em unidades consumidoras que compensam localmente, os impactos da GD e os aspectos relacionados ao uso da rede são diferentes de situações em que a compensação se dá de forma remota. Por isso, é necessário avaliar a ocorrência do problema de forma separada.

24. Nesse sentido, a AIR visa avaliar formas diferentes de compensação da energia injetada na rede por unidades consumidoras com micro ou minigeração distribuída, quantificando seus impactos para os diversos envolvidos, de modo a escolher aquela que implique em maiores benefícios totais para a sociedade.

25. Dadas as diferenças da compensação local e da compensação remota (sobretudo em termos de impactos e de uso da rede), propõe-se realizar a análise de maneira separada para esses dois modelos de micro e minigeração. Nesse cenário, vislumbram-se 6 alternativas diferentes de compensação da energia elétrica para cada um desses dois modelos (compensação local e compensação remota), cada uma considerando a remuneração de componentes diferentes da Tarifa de Uso (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE).

26. No caso das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET estabelecem, no submódulo 7.1, as seguintes funções de custos e componentes (Figura 4):

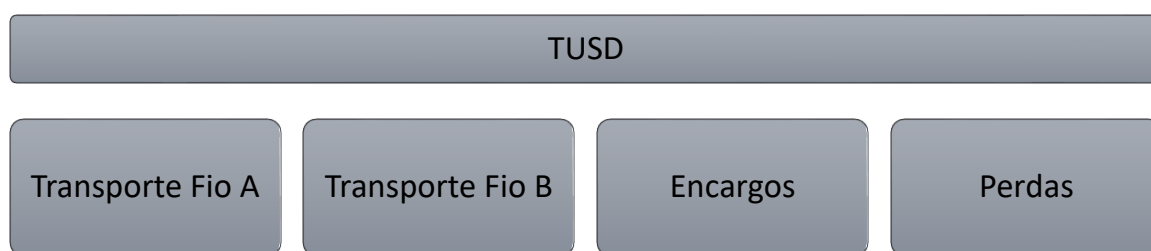


Figura 4– Funções de custos e componentes tarifários da TUSD. Fonte: Adaptado de PRORET, Submód. 7.1

27. Já as Tarifas de Energia – TE são decompostas conforme Figura 5.

Fl. 8 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

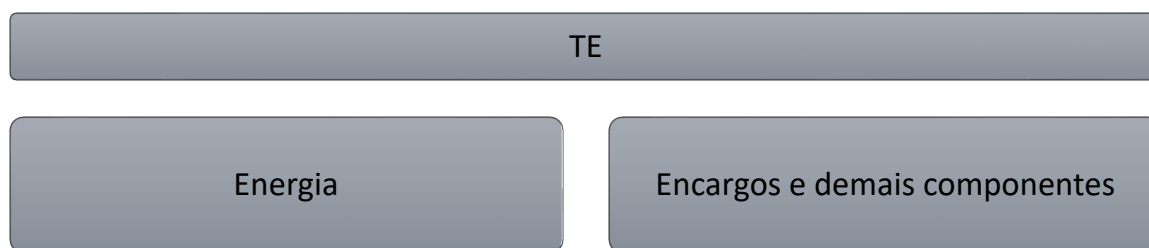


Figura 5 – Funções de custos e componentes tarifários da TE. Fonte: Adaptado de PRORET, Submód. 7.1

28. Com base nessas características da composição das tarifas, propõem-se as seguintes alternativas regulatórias para tratamento da forma de compensação:

- Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da TUSD e da TE;
- Alternativa 1 – Incide Fio B: a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- Alternativa 2 – Incide Fio A e Fio B: as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.
- Alternativa 4 – Incide toda a TUSD: com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.
- Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE: neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.

29. A Figura 6 exibe, de forma gráfica, as componentes que incidiriam somente sobre a diferença entre consumo e geração de acordo com as diferentes alternativas propostas.



Fl. 9 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.



Figura 6 – Funções de custos e componentes tarifários da TE. Fonte: Adaptado de PRORET, Submód. 7.1

30. Para fins de exemplificação das alternativas escolhidas, considera-se, hipoteticamente, que a tarifa residencial de baixa tensão (B1) de uma determinada distribuidora seja de R\$ 0,50/kWh, composta conforme segue:

**Tabela 2 – Composição de uma tarifa hipotética aplicável ao Grupo B**

	<b>Componente</b>	<b>Valor (R\$/kWh)</b>	<b>Percentual</b>
TUSD (0,25 R\$/kWh)	Transporte Fio A	0,03	6%
	Transporte Fio B	0,14	28%
	Encargos	0,04	8%
	Perdas	0,04	8%
TE (0,25 R\$/kWh)	Energia	0,19	38%
	Encargos e demais componentes	0,06	12%

31. Admitindo que uma unidade consumidora sujeita à tarifa da Tabela 2 instale uma microgeração distribuída de maneira que, ao final de um ciclo de faturamento, a energia consumida seja 300 kWh, e a energia injetada represente 200 kWh, a forma de faturamento e o valor da fatura hipotética dessa unidade para cada uma das alternativas propostas (desconsiderando bandeiras, impostos e contribuição por iluminação pública) seria o apresentado na Tabela 3. A economia proporcionada pela microgeração foi determinada considerando que, sem a geração própria, a fatura seria dada por todo o consumo multiplicado pela tarifa final (300 kWh x 0,50 R\$/kWh = R\$ 150,00).

Fl. 10 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

Tabela 3 – Exemplo de aplicação das alternativas propostas para realização da AIR

Alternativa	Forma de faturamento	Valor da fatura	Economia pela GD	Variação da economia em relação ao cenário base
0 (cenário base)	$(300 - 200) \times (\text{TUSD} + \text{TE})$	R\$ 50,00	R\$ 100,00	-
1	$(300 - 200) \times (\text{TUSD} - \text{Transporte Fio B} + \text{TE}) + (300) \times (\text{Transporte Fio B})$	R\$ 78,00	R\$ 72,00	-28%
2	$(300 - 200) \times (\text{TUSD} - \text{Transporte Fio A} - \text{Transporte Fio B} + \text{TE}) + (300) \times (\text{Transporte Fio A} + \text{Transporte Fio B})$	R\$ 84,00	R\$ 66,00	-34%
3	$(300 - 200) \times (\text{TUSD} - \text{Transporte Fio A} - \text{Transporte Fio B} - \text{Encargos} + \text{TE}) + (300) \times (\text{Transporte Fio A} + \text{Transporte Fio B} + \text{Encargos})$	R\$ 92,00	R\$ 58,00	-42%
4	$(300 - 200) \times (\text{TE}) + (300) \times (\text{TUSD})$	R\$ 100,00	R\$ 50,00	-50%
5	$(300 - 200) \times (\text{Energia}) + (300) \times (\text{TUSD} + \text{TE} - \text{TE Energia})$	R\$ 112,00	R\$ 38,00	-62%

32. É possível depreender da Tabela o efeito que cada uma das componentes causa na atratividade da micro ou minigeração. Todavia, há que se ressaltar que a atratividade dos negócios em GD também é impactada por outros fatores, tais como a forma de incidência dos impostos (ICMS e PIS/Cofins) e a simultaneidade entre geração e consumo de energia.

33. Esse último aspecto refere-se à parcela da energia gerada por uma determinada unidade consumidora que é consumida no mesmo momento da geração, não sendo registrada pelo medidor e, portanto, não sendo utilizada no processo de compensação (apesar de ter sido utilizada para abater o consumo de energia). O efeito prático dessa simultaneidade é exibido na Tabela 4, que apresenta como a simultaneidade entre consumo e geração afeta os benefícios percebidos pela unidade consumidora com GD, conforme os cenários da AIR.

Tabela 4 – Impacto da simultaneidade de consumo e geração na viabilidade da GD, para o exemplo hipotético

Alternativa	Geração é totalmente injetada na rede (0% de simultaneidade)			30% da geração é consumida antes de ser injetada (30% de simultaneidade)			50% da geração é consumida antes de ser injetada (50% de simultaneidade)		
	Valor da fatura	Economia pela GD	Variação da economia em relação ao cenário base	Valor da fatura	Economia pela GD	Variação da economia em relação ao	Valor da fatura	Economia pela GD	Variação da economia em relação ao cenário base

\* 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 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

						cenário base			
0 (cenário base)	R\$ 50,00	R\$ 100,00	-	R\$ 50,00	R\$ 100,00	-	R\$ 50,00	R\$ 100,00	-
1	R\$ 78,00	R\$ 72,00	<b>-28%</b>	R\$ 69,60	R\$ 80,40	<b>-20%</b>	R\$ 64,00	R\$ 86,00	<b>-14%</b>
2	R\$ 84,00	R\$ 66,00	<b>-34%</b>	R\$ 73,80	R\$ 76,20	<b>-24%</b>	R\$ 67,00	R\$ 83,00	<b>-17%</b>
3	R\$ 92,00	R\$ 58,00	<b>-42%</b>	R\$ 79,40	R\$ 70,60	<b>-29%</b>	R\$ 71,00	R\$ 79,00	<b>-21%</b>
4	R\$ 100,00	R\$ 50,00	<b>-50%</b>	R\$ 85,00	R\$ 65,00	<b>-35%</b>	R\$ 75,00	R\$ 75,00	<b>-25%</b>
5	R\$ 112,00	R\$ 38,00	<b>-62%</b>	R\$ 93,40	R\$ 56,60	<b>-43%</b>	R\$ 81,00	R\$ 69,00	<b>-31%</b>

34. Nota-se, da Tabela 4, que o impacto das alternativas da AIR na atratividade da GD tem forte relação com o fator de simultaneidade entre consumo e geração. No exemplo, a alternativa 1 poderia diminuir em até 28% (em relação ao cenário atual) a viabilidade<sup>7</sup> de um sistema de geração solar fotovoltaico caso fosse instalado em uma unidade consumidora em que o consumo seja predominantemente à noite, mas teria um impacto muito limitado, da ordem de 14% de redução da atratividade, caso metade do consumo ocorra durante o dia no mesmo momento da geração.

35. Assim, além das alternativas regulatórias em si, é preciso também atentar para as estimativas de simultaneidade entre geração e consumo. Uma vez determinadas as alternativas para solução do problema da AIR, passa-se à avaliação dos impactos que serão quantificados para cada uma dessas opções regulatórias.

36. Para cada alternativa, será estimada a atratividade do investimento necessário para implantação da GD, através do tempo de retorno do investimento (*payback*).

37. Em seguida, serão estimados os impactos de cada cenário para o setor elétrico como um todo. Para isso, é necessário prever a evolução da potência instalada de sistemas no país – que depende do *payback* do investimento visto que quanto mais atrativo for instalar uma micro ou minigeração, mais rápida será sua difusão. Essa evolução, por sua vez, será determinada considerando o Modelo de Bass, utilizado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE<sup>8</sup> e replicado durante o processo de revisão da REN nº 482/2012 que ocorreu em 2015. De acordo com a evolução da quantidade de geração distribuída em cada cenário e considerando as premissas adotadas na alternativa, calculam-se então os custos e benefícios que a GD teria para os setores como um todo, em termos de:

- i. energia evitada (benefício): diz respeito à quantidade de energia que a distribuidora deixa de comprar das geradoras;
- ii. redução do mercado das distribuidoras (custo): embora a distribuidora precise comprar menos energia, ela deve ser remunerada pelas suas atividades referentes à prestação

<sup>7</sup> Desconsiderando-se efeitos externos como, por exemplo, a cobrança de impostos.

<sup>8</sup> NOTA TÉCNICA EPE DEA 19/14 – Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos.

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

Fl. 12 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

do serviço fio. A manutenção da receita da distribuidora aliada à redução do mercado pagador provoca o aumento das tarifas percebidas por todos os usuários;

- iii. impacto nas perdas técnicas na distribuição (benefício ou custo): a instalação de GD pode reduzir ou aumentar o fluxo de energia nos alimentadores da distribuidora, o que influencia diretamente nas perdas técnicas;
- iv. impacto nas perdas técnicas na Rede Básica (benefício ou custo): o mesmo efeito anterior, só que percebido na Rede Básica;
- v. impacto no uso da transmissão (benefício ou custo): a mudança de perfil dos usuários com GD pode aumentar ou diminuir o uso que a distribuidora faz do sistema de transmissão;
- vi. expansão do sistema de distribuição (benefício ou custo): com a instalação de GD, pode-se aliviar ou estressar mais rapidamente a capacidade máxima de carregamento do alimentador, influenciando diretamente na necessidade de a distribuidora aportar investimentos em rede.

38. Portanto, o processo teria 3 etapas distintas: (i) cálculo dos impactos da alternativa sob a perspectiva do consumidor que instala micro ou minigeração (*payback*); (ii) determinação da projeção da quantidade de GD em virtude da alternativa adotada; e (iii) quantificação dos impactos positivos e negativos da difusão da GD para o setor. A Figura 7 apresenta um resumo desse procedimento. Ressalta-se que o método apresentado se trata de uma proposição da Agência e espera-se o envio de contribuições também sobre esse aspecto.

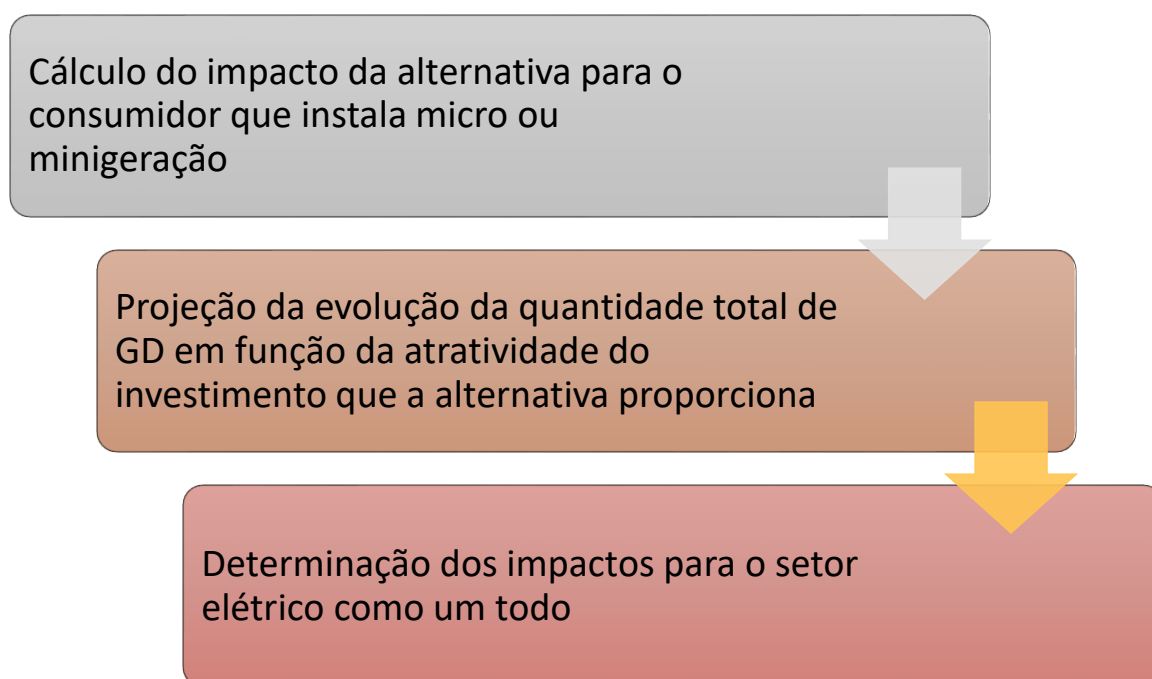


Figura 7 – Procedimento da AIR

Fl. 13 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

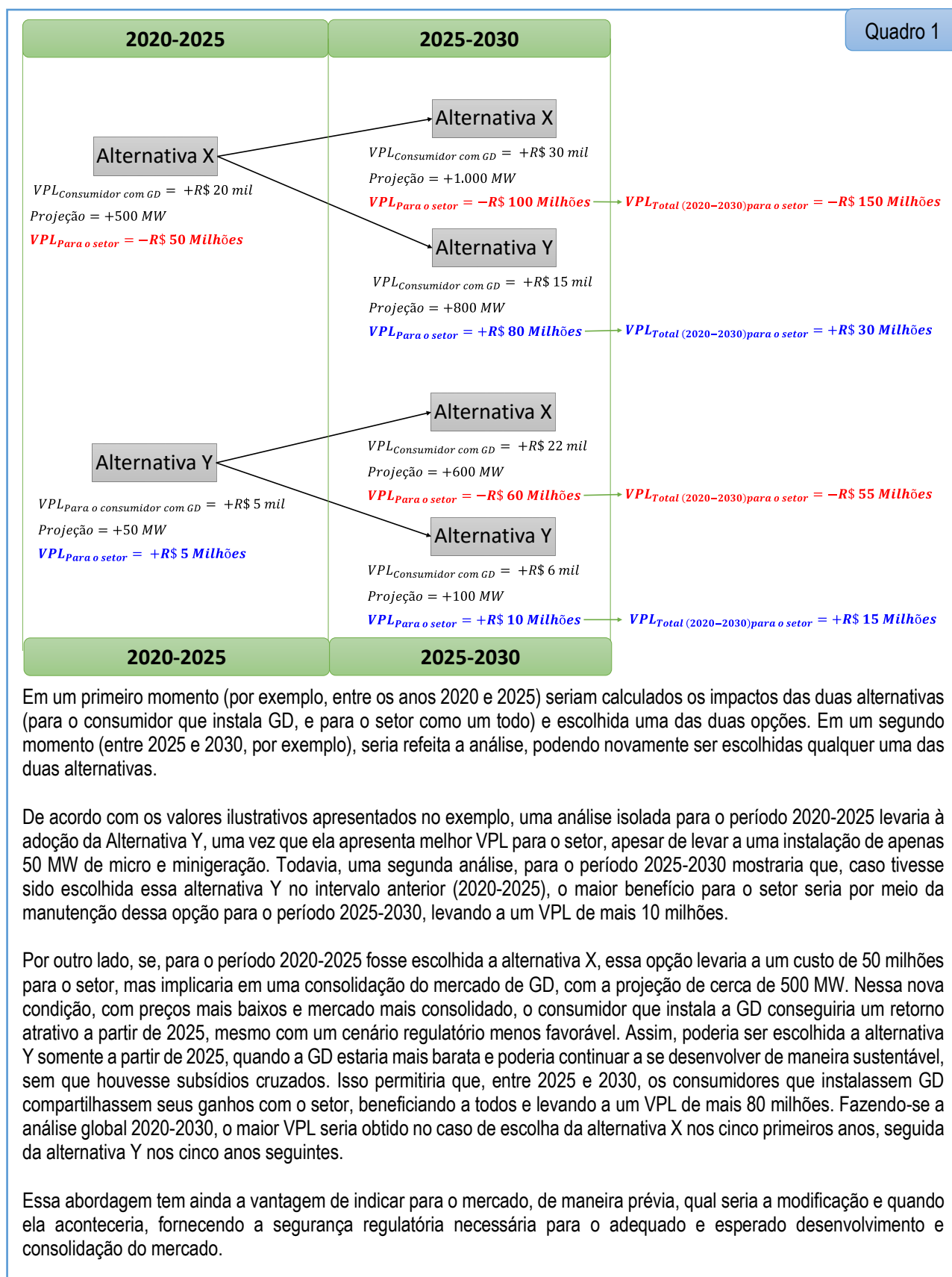
39. É claro que certas alternativas levariam a mais impactos positivos para o setor (para os demais consumidores) do que outras. Em particular, dados os contornos estabelecidos para análise, é de se esperar que opções regulatórias que resultam em menor atratividade para os investidores em GD tendam a causar mais impactos positivos para os demais consumidores. No entanto, há que se ponderar que essas alternativas podem também resultar em elevados tempos de retorno para o investidor em GD, de modo que a evolução na quantidade de geração efetivamente instalada seria baixa. Nesse caso, os benefícios totais para o setor como um todo poderiam ser muito pequenos.

40. Portanto, é possível que uma avaliação isolada das alternativas não permita encontrar uma opção que, considerando o estágio atual de desenvolvimento da GD, leve, simultaneamente, à: (i) manutenção da atratividade da GD e desenvolvimento do mercado; e (ii) benefícios ao setor como um todo.

41. Para resolver esse problema, propõe-se que a AIR seja dividida em duas etapas: uma primeira que mantenha um *payback* relativamente baixo e que permita uma evolução da GD que possibilite a consolidação do mercado (com redução considerável nos custos de instalação); e uma segunda em que os benefícios que essa GD traria para a rede fossem capturados pela sociedade. Assim, seria adotado um cenário inicial em que a GD seria instalada com condições vantajosas para si, de modo a possibilitar a sua consolidação. Posteriormente, após determinado nível de penetração, adotar-se-ia um outro cenário regulatório em que a sociedade começaria a coletar os benefícios das GD. Evidentemente, deve-se encontrar a combinação de alternativas que maximize os benefícios para a sociedade.

42. Essa metodologia é exemplificada no Quadro 1 para a escolha entre duas alternativas (X e Y) hipotéticas em duas etapas.

Fl. 14 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.



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

Fl. 15 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

43. O método proposto permitiria que, por exemplo, fosse escolhida, em um primeiro momento, a Alternativa 0 (cenário base) durante um determinado período de tempo, resultando em uma quantidade maior de potência instalada. Essa maior quantidade de sistemas implicaria em custos para o setor, mas poderia levar à consolidação do mercado de GD, reduzindo os custos de instalação da micro ou minigeração. Em um segundo momento, poderia ser adotada, por exemplo, a Alternativa 4, que, é menos favorável para a micro e minigeração, mas implica em maiores benefícios para o setor (pois remuneraria o uso da rede e aportaria benefícios de redução de perdas, por exemplo). Como, nesse caso, o mercado já estaria consolidado, a adoção de uma alternativa menos atrativa seria compensada pela redução futura dos custos de GD, resultando em maiores benefícios para o setor como um todo. Assim, a combinação de dois cenários distintos maximiza o bem-estar social, ao invés da adoção de um cenário único para os próximos dez anos. Ressalta-se que, para tanto, a ANEEL precisa de dados que reflitam a evolução dos custos de instalação de sistemas à medida que a micro e a minigeração se estabeleçam. Espera-se que a sociedade contribua, nesta Consulta Pública, com essas informações.

44. A possibilidade de escolher uma alternativa válida para um primeiro momento (até determinada data ou até que se atinja uma potência total) e, já no momento da publicação da Resolução, estabelecer qual será a alternativa válida no segundo momento teria o benefício de dar previsibilidade e segurança regulatória para o mercado e permitir que os investimentos sejam realizados de maneira clara.

45. Além disso, deve-se assegurar que os agentes que instalaram GD mantenham a forma de compensação que era vigente na época de sua conexão por período pré-determinado. Em outras palavras, isso implica que quaisquer mudanças na forma de compensação devam valer apenas para os acessantes conectados a partir da vigência da nova norma, e não interfiram, dentro de determinadas condições e num horizonte definido, naqueles que já estão conectados. A consequência de não se aplicar esse princípio seria a elevação do risco regulatório, desestimulando interessados ou aumentando o prêmio de risco exigido.

46. Além disso, na AIR, serão utilizados diversos dados de entrada para o modelo que possibilitem a correta estimativa dos impactos. Esses dados podem ser divididos de acordo com cada uma das etapas da AIR resumidas na Figura 7. Os parâmetros a serem utilizados em cada etapa, bem como os valores inicialmente propostos são:

- (i) Dados para determinação dos impactos de cada alternativa na atratividade do investimento em micro ou minigeração:
  - Tamanho do sistema solar fotovoltaico típico de pequeno porte para compensação local: Propõe-se a utilização da média dos sistemas atualmente constantes no Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD, que é 8 kWp.

Fl. 16 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

- Custo de instalação do sistema solar fotovoltaico de pequeno porte: Para implantar um sistema de 8 kWp, pesquisas realizadas pelo Instituto Ideal<sup>9</sup> e pelas empresas Greener e Enova Solar<sup>10</sup> indicam valores entre **6.500 e 7.000 R\$/kWp**.
- Custos de manutenção um sistema solar fotovoltaico típico de pequeno porte (incluindo troca do inversor): tendo em vista que esses sistemas solares fotovoltaicos não requerem praticamente nenhum tipo de manutenção, pretende-se considerar que esse custo seja, de fato, somente devido à troca do inversor durante o período de vida útil dos painéis<sup>11</sup>. Nesse sentido, propõe-se, inicialmente, um valor equivalente a 20% do custo de instalação, a ser aportado no ano 13.
- Tamanho de um sistema solar fotovoltaico típico de médio porte para compensação remota: na análise dos modelos de compensação remota, propõe-se inicialmente a utilização da média dos sistemas atualmente constantes no SISGD, que é de aproximadamente 1 MWp<sup>12</sup>.
- Custo de instalação de um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota: pesquisa realizada pelas empresas Greener e Enova Solar<sup>13</sup> indica valores da ordem de **5.000 R\$/kWp** para instalação de minigeradores com potência de aproximadamente 1 MWp.
- Custos de manutenção um sistema solar fotovoltaico de médio porte (incluindo troca do inversor) para compensação remota: pretende-se adotar os mesmos custos de manutenção de sistemas de pequeno porte, descritos anteriormente.
- Redução da capacidade de geração do sistema a cada ano: nesse quesito, submete-se à apreciação da sociedade a utilização da taxa de degradação dos painéis solares fotovoltaicos de **0,5% ao ano**.

---

<sup>9</sup> O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica, Edição 2017, Instituto Ideal.

<sup>10</sup> Resultados do mercado Fotovoltaico Brasileiro, Apresentação dos Resultados Gerais do Setor 1º Semestre/2017, Greener e Inova Solar.

<sup>11</sup> Propõe-se considerar uma vida útil de 25 anos.

<sup>12</sup> Considerando apenas minigeradores, conectados em unidades consumidoras do Grupo A e que sejam enquadrados como autoconsumo remoto ou geração compartilhada.

<sup>13</sup> Resultados do mercado Fotovoltaico Brasileiro, Apresentação dos Resultados Gerais do Setor 1º Semestre/2017, Greener e Inova Solar.

\* 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 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

- Aumento anual real da tarifa de energia elétrica: tendo em vista as características técnicas dos processos de reajuste e de revisão, bem como as diversas variáveis envolvidas no processo, a ANEEL não elabora previsão de aumento da tarifa de energia elétrica para o longo prazo. Todavia, uma previsão dessa natureza poderia contribuir na análise mais precisa da atratividade dos investimentos em micro e minigeração distribuída. Assim, são esperadas contribuições da sociedade acerca dos valores que poderiam ser utilizados pela Agência a título do aumento ou decréscimo real (acima ou abaixo da inflação) estimado nas tarifas de energia elétrica para os próximos 25 anos na simulação dos benefícios auferidos pelos consumidores que investem em geração própria.
  - Custo de capital de investimento: item específico na seção III.2.1.
  - Percentual de simultaneidade entre consumo e geração: percentual da energia gerada que é consumida na própria unidade consumidora, no mesmo momento da geração, ou seja, percentual da energia gerada que não é injetada na rede.
- (ii) Dados para determinação das projeções de penetração de GD:
- Mercado potencial para geração local: o universo dos consumidores que têm possibilidade de instalar GD em suas instalações seria dado pela quantidade total de unidades no país, excluindo os consumidores que se beneficiam da tarifa social (devido à baixa atratividade do investimento em GD e ao baixo poder aquisitivo desses cidadãos) e os consumidores cujo consumo médio seja inferior ao custo de disponibilidade (visto que esses consumidores não teriam benefício com a instalação de micro ou minigeração). Adicionalmente, deve ser avaliada a possibilidade de exclusão, desse universo, das unidades consumidoras localizadas em prédios ou em pontos que não permitam a instalação de geração própria, bem como em locais que sejam alugados. Adicionalmente, poderiam ser utilizadas as condicionantes apresentadas pela EPE em seus estudos<sup>14</sup>: residências com consumo médio mensal superior a 400 kWh e comércios. Espera-se que a sociedade contribua no sentido de informar o total de unidades consumidoras que comporia esse mercado potencial teórico, apresentando as referências para obtenção dos dados.

---

<sup>14</sup> NOTA TÉCNICA EPE DEA 19/14 – Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos.

\* 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 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

- Mercado potencial para geração remota: uma vez que a compensação remota pode acontecer por meio de geração localizada em qualquer unidade dentro da mesma área de concessão, o mercado potencial para geração remota seria, em princípio, todas as unidades consumidoras que tenham consumo médio superior ao custo de disponibilidade, excluídas as unidades de baixa renda. Atualmente, isso corresponde a um total de quase 60 milhões de unidades. São aguardadas contribuições caso haja outros critérios que devam ser levados em consideração para determinação desse valor.
  - Taxa de crescimento anual do mercado potencial: sugere-se a utilização dos dados constantes no Plano Decenal de Expansão – PDE 2026, que indicam para um crescimento do consumo de energia elétrica a uma taxa média de 3,7% a.a.
  - Dados para projeção (sensibilidade ao *payback* – SBP, coeficiente de inovação – p e coeficiente de imitação – q): o modelo de Bass, utilizado para estimação da evolução da GD, tem como variáveis de entrada alguns coeficientes, conforme explicações constantes no Anexo da Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL<sup>15</sup>. Avaliações empíricas iniciais apontam para utilização de um SBP equivalente a 0,3, coeficiente p igual a 0,0015 e coeficiente q de 0,20. Contribuições acerca dos melhores valores para utilização nos cálculos ou sobre ajustes no modelo são esperadas, desde que devidamente embasadas.
- (iii) Dados para determinação dos impactos para os demais consumidores:
- Valoração da energia evitada pela micro ou minigeração distribuída: para fins de cálculo dos impactos da micro ou minigeração distribuída, a energia gerada na unidade consumidora pode ser valorada por diferentes métodos (mix de compra da distribuidora, valores de PLD, custo marginal de operação do Plano Decenal de Expansão, etc.), repercutindo fortemente nos resultados.

---

<sup>15</sup> Documento SIC nº 48554.001050/2017-00.

\* 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 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

- Redução das perdas técnicas na distribuição em virtude da instalação de micro ou minigeração: a inserção de geração próxima às cargas reduz o fluxo de energia circulante nas redes, implicando em diminuição das perdas técnicas. Essa diminuição depende fortemente da localização da geração e do nível de penetração. Assim, a Agência gostaria de receber informações relativas ao modelo de consideração do impacto da GD nessas perdas. Ressalta-se, todavia, que esse modelo deve ser de fácil aplicação, de comprovada robustez e possível de ser entendido e replicado. É importante ressaltar que o impacto da GD nas perdas pode ser consideravelmente diferente para o caso de compensação local e remota, de maneira que as contribuições podem ser diferentes para esses dois modelos.
- Redução das perdas técnicas na Rede Básica em virtude da instalação de micro ou minigeração: as implicações em redes de transmissão podem ser diferentes daquelas observadas nas redes de distribuição, de modo que as contribuições sobre o modelo de consideração do efeito da GD nas perdas será avaliado separadamente quanto ao seu impacto na Rede Básica. Sobre esse tema, são aguardadas contribuições que permitam estabelecer um percentual de redução nas perdas na transmissão em função da inserção de geração próxima às cargas.
- Redução do uso da Rede Básica em virtude da instalação de micro ou minigeração: tendo em vista a intermitência típica das principais fontes utilizadas para geração por meio de unidades consumidoras (notadamente, a fonte solar fotovoltaica), estima-se, em princípio, que o efeito da geração distribuída de pequeno porte na redução da contratação e do uso da Rede Básica seja desprezível. No entanto, são aguardadas contribuições da sociedade que possam corroborar ou contrapor esse entendimento inicial.
- Redução do custo de sistemas fotovoltaicos com o crescimento do número de instalações

Fl. 20 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

### III.2.1. Acesso ao Crédito e Custo de Capital

#### III.2.1.1 Acesso ao crédito

47. Para fins de simulação da evolução da micro e mini geração no Brasil, umas das questões-chaves é o acesso ao crédito<sup>16</sup> para aquisição de equipamentos. O acesso ao crédito é crucial na decisão de investir ou não em sistemas fotovoltaicos ou demais fontes de energia renovável. Essa variável ainda determina o quanto é vantajosa para a pessoa física ou jurídica substituir capital próprio por recursos de terceiros e viabilizar o projeto. Do ponto de vista da análise de impacto regulatório, o conhecimento do mercado de crédito permite definir o custo de capital de se investir em micro e mini geração, e por sua vez avaliar sua evolução ao longo do tempo e em que medida será necessária a revisão das regras da REN 482/2012.

48. Sobre este tema, há relatos sobre a dificuldade de acesso a crédito a pessoas físicas e jurídicas para instalação de micro e minigeração por meio de painéis fotovoltaicos<sup>17</sup>. Embora haja algumas linhas de financiamento privadas por meio do Fundo Solar, ainda seriam insuficientes para o setor<sup>18</sup>. De qualquer forma, cabe mencionar algumas linhas de financiamento específicas para o setor.

49. Por exemplo, a linha de financiamento “FNE Sol” do Banco do Nordeste – BNB tem concedido crédito a pessoas jurídicas (industriais, agroindustriais, comerciais e serviços, e produtores rurais) para aquisição de sistemas para micro e minigeração distribuídas na região Nordeste e norte de Minas Gerais. As taxas de juros variam entre 5,65% e 10,14% a.a. a depender do porte e tipo da empresa e condição de adimplemento<sup>19</sup>. Os prazos de amortização são de até 12 anos, com 1 ano de carência, financiando até 100% do projeto, e tem como garantias a alienação fiduciária do próprio equipamento.

50. Tem-se conhecimento da linha de crédito “Linha Economia Verde” da Agência de Desenvolvimento Paulista que financia pequenas e médias empresas para compra e instalação de equipamentos para produção de energia renovável, com taxas a partir de 0,53% a.m. (equivalente a juros de 6,5% a.a.), prazo de quitação até 10 anos, carência de até 2 anos, e financiando até 80% do valor dos itens.

51. O BNDES também é uma outra fonte de financiamento para este segmento de pessoas jurídicas por meio da linha “BNDES Finem”, no entanto, não se sabe sobre o custo final de financiamento, pois este depende de custos que não são públicos como a taxa de risco de crédito (operações diretas) e taxa de intermediação financeira (operações indiretas)<sup>20</sup>.

---

<sup>16</sup> Restringiu-se a análise ao financiamento tradicional, direto com uma instituição financeira. Outras alternativas também poderiam ser avaliadas, como contratos de *leasing* entre a unidade consumidora e a empresa fornecedora de equipamentos de energia fotovoltaica. Nessa modalidade, a empresa atua como agente financeiro, arcando com o custo inicial do projeto e recebendo do consumidor em pequenas parcelas ao longo de vigência do contrato.

<sup>17</sup> <http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/audiencias-publicas/2017/7-6-2017-incentivos-a-geracao-de-energias-renovaveis/apresentacoes-1/4%20-%20Rodrigo%20Lopes%20-%20ABSOLAR.pdf> .

<sup>18</sup> <https://www.ipog.edu.br/download-arquivo-site.sp?arquivo=teddy-henrique-borges-1886919.pdf> .

<sup>19</sup> <http://www.cbgd.com.br/2017/AUDA2510/Luis%20Alberto%20BNB%20-%20FNE%20Sol.pdf> .

<sup>20</sup> <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia> .

Fl. 21 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

52. Para pessoas físicas tem-se notícia de que é possível adquirir equipamentos de energia fotovoltaica por meio da linha de crédito Construcard da Caixa Econômica Federal – CEF com taxa de juros em torno de 2,5% a.m. (equivalente a juros de 34,5% a.a.) e prazo de parcelamento de até 20 anos. Outra opção encontrada seria por meio da linha CDC Eficiência Energética de Equipamentos do Banco Santander<sup>21</sup>, financiando valores de 2.500 a 500 mil reais, prazo de até 5 anos, sendo a garantia o próprio bem financiado, porém não foi possível obter o custo do financiamento.

53. A notícia mais recente<sup>22</sup> é a possibilidade de que a pessoa física passe a acessar crédito por meio dos Fundos Constitucionais para aquisição e instalação de placas fotovoltaicas com taxa de juros de 7,33% a.a., carência de 6 meses, e 2 anos de prazo de quitação no caso do Centro-Oeste e com taxa de juros de 6,24% a.a., com carência de 4 anos, e 12 anos de prazo de quitação na região Nordeste. É prevista a mesma taxa para região Norte, porém com carência de 2 meses e 3 anos de prazo de quitação. Caso essas linhas de financiamento se concretizem, certamente haverá grande expansão de instalação de placas fotovoltaicas nessas regiões.

### **III.2.1.2 Custo de Capital – Pessoa Física**

54. Como ponto de partida, poderia ser adotado como custo de capital para micro e minigeração o custo de oportunidade da pessoa física, que seria o investimento em um ativo livre de risco com prazo próximo a vida útil do projeto. O título público NTN-B principal com prazo de vencimento em 15/05/2045 seria um exemplo de ativo com duração mais similar à do projeto. O valor médio considerando as taxas diárias de compra entre 02/01/2014 e 17/04/2018 foi de 6,04%, por exemplo. Evidente que, por ser tratar de uma taxa livre de risco, ela não reflete exatamente a disposição da pessoa física em investir em micro e minigeração, mesmo sendo este investimento de baixo risco. O custo de capital seria melhor definido adicionando algum *spread* de risco a esse título para refletir o custo de capital próprio da pessoa física no negócio.

55. Outra forma de considerar o custo de oportunidade é a adoção da taxa SELIC<sup>23</sup>, de mais amplo conhecimento da população e referência para toda economia. Muitos fundos de investimentos de baixo risco ofertados pelas instituições financeiras têm remuneração em linha com a remuneração da taxa SELIC e, portanto, o investidor pessoa física teria como decisão econômica alocar seus recursos em um desses fundos ou investir em micro e minigeração. Entretanto, seria necessário definir uma taxa de inflação para transformar a taxa SELIC em uma taxa real. Além disso, a taxa SELIC está atrelada a conjuntura econômica do país de curto e médio prazo, variando bastante ao longo do tempo, logo essa referência de custo de oportunidade não estaria em consonância com o prazo de duração do projeto. Por fim, também caberia definir um *spread* de risco adicional a taxa SELIC para refletir o risco do negócio.

<sup>21</sup> <https://sustentabilidade.santander.com.br/pt/produtos-e-servicos/paginas/santander-financiamentos.aspx>.

<sup>22</sup> <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/fundos-vao-financiar-uso-de-energia-solar-com-r-32-bi.html>.

<sup>23</sup> <http://fgvenergia.fgv.br/artigos/micro-e-minigeracao-no-brasil-viabilidade-economica-e-entaves-do-setor>.

\* 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 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

56. Diante das dificuldades em definir o custo de capital com base em recursos próprios, sugere-se como referência inicial de valores de **custo de capital para pessoa física a faixa de 6,24% a 34,5% a.a.**, que reflete o melhor e o pior cenário de custo de financiamento. O valor de 6,24% parece um piso aceitável, pois mesmo que o custo da NTN-B principal possa ser menor, algum *spread* de risco do negócio deveria ser adicionado ao título, o que faria com que o custo de capital final fosse superior a 6,24% a.a. caso o investidor utilizasse apenas recurso próprio. Por outro lado, o valor teto de 34,5% a.a. parece elevado demais para viabilizar a micro e minigeração, mesmo que esteja sendo utilizada pelo mercado. Por isso, espera-se que as contribuições revelem se essa faixa de valores de custo de capital para pessoa física está aderente ou a micro e minigeração só se viabiliza em uma faixa de valores mais estreita.

### **III.2.1.3 Custo de Capital – Pessoa Jurídica**

57. Diferente de pessoa física e apesar de alegadas dificuldades, o mercado de crédito para pessoa jurídica parece estar mais avançado. Para fins de análise de impacto regulatório, é possível adotar para **pessoa jurídica uma faixa de custo de capital entre 5,65% a 10,14% a.a.**, que reflete o custo de financiamento do “FNE Sol”, faixa essa que também contempla o custo de financiamento 6,5% a.a. da “Linha Economia Verde”.

58. Evidente que nem todos os projetos são financiados 100% com capital de terceiros, no entanto, de forma a simplificar pode-se assumir que o custo de capital final, que corresponde a uma média ponderada entre o custo de capital de terceiros e custo de capital próprio estaria também na faixa de 5,65% a 10,14% a.a. Um fato que corrobora essa premissa é o custo de capital próprio calculado mais recentemente para o segmento de geração, que foi de 8,91% a.a., conforme Nota Técnica nº 23/2018-SRM/ANEEL, disponível na 2ª fase da AP nº 16/2017.

59. Essa faixa é uma proposição inicial, porém, por se restringir a certas regiões do país, será importante que contribuições durante a Consulta Pública validem essa faixa de custo de capital para pessoa jurídica a nível Brasil ou seja sugerida uma faixa diferente, justificando as razões.

60. As faixas de custos de financiamento da micro e minigeração são sugestões iniciais para análise de impacto regulatório, porém há limitações tanto para pessoa física quanto para pessoa jurídica em relação à representatividade entre as regiões e em relação aos reais custos de capital praticados e que viabilizam o negócio. Diante dessas limitações, questiona-se se essas faixas estão aderentes ao que será praticado no país e, caso negativo, quais valores deveriam ser adotados.

### **III.3. Temas específicos para discussão**

61. Além do aspecto econômico do Sistema de Compensação, diversos outros aspectos têm sido elencados como ponto para aperfeiçoamento da Norma, tanto pelos agentes setoriais quanto pelas áreas técnicas da ANEEL. A discussão sobre esses aspectos é mostrada a seguir.

Fl. 23 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

### III.3.1. Faturamento e fatura

62. Com relação ao faturamento dos consumidores que possuem GD, dados da Ouvidoria da Agência permitem verificar que a regra atual tem gerado dúvidas cada vez mais frequentes, tanto para as distribuidoras como para consumidores, principalmente devido à sua complexidade, como mostra a Figura 8. Cumpre aqui destacar que, apesar de o número absoluto de reclamações não ser elevado, esses números são bastante representativos em termos percentuais (em relação à quantidade total de unidades consumidoras que possuem geração distribuída).

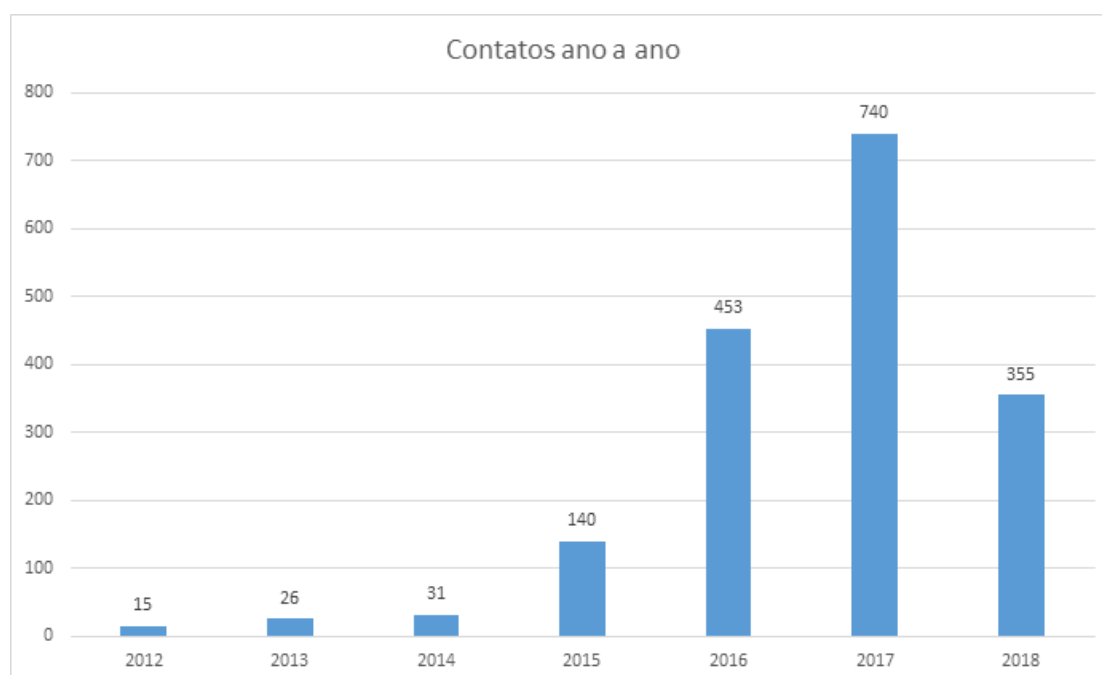


Figura 8 – Evolução do número de pedidos de informação e de reclamações relacionados à micro e minigeração distribuída. Fonte: Sistema de Gestão de Ouvidoria – SGO, acesso em abril/2018.

63. Algumas dessas dúvidas referem-se ao cálculo da energia excedente e ao faturamento pelo Custo de Disponibilidade. Alguns consumidores alegam que pagam duas vezes o Custo de Disponibilidade (valor mínimo a ser faturado) quando a diferença entre as energias consumida e injetada é menor que esse Custo. Todavia, isso ocorre porque as regras atuais foram estabelecidas com o objetivo de incentivar um dimensionamento otimizado da geração sob o ponto de vista da rede. A regra buscou incentivar os consumidores a injetarem energia para fazer a compensação até o limite do Custo de Disponibilidade. Ocorre que alguns usuários planejaram o sistema de modo a compensar integralmente o seu consumo e, portanto, não percebem os benefícios que imaginaram que seriam auferidos.

64. Do ponto de vista das distribuidoras, foram identificadas dúvidas em relação às regras de compensação de energia em múltiplas unidades consumidoras, autoconsumo remoto e geração compartilhada. Nesse aspecto, esperam-se contribuições da sociedade acerca de forma de simplificação do faturamento e dos eventuais riscos envolvidos.

Fl. 24 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

65. Outro problema enfrentado pelos consumidores é o acesso às informações de geração, como a energia injetada e o acompanhamento dos créditos excedentes. As informações da Ouvidoria possibilitam verificar falta de incentivo regulatório para que as distribuidoras cumpram a norma e disponibilizem essas informações na fatura. Conta-se com o apoio dos interessados no sentido de apontar formas eficazes de incentivar uma mudança de atitude de certas distribuidoras, proporcionando maior transparência ao consumidor que gera sua própria energia (por meio da fatura ou de documento apartado).

### **III.3.2. Procedimento de acesso**

66. Os documentos necessários para realização da solicitação de acesso estão listados nos formulários específicos anexados à Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, e divididos de acordo com a potência da geração distribuída. A regra atual determina que todos os documentos listados no formulário específico devem constar na solicitação de acesso e que a distribuidora não pode solicitar documentos adicionais além dos indicados nesses formulários.

67. A distribuidora deve verificar se todos os documentos estão presentes no momento da entrega e, caso a documentação esteja incompleta, deve recusar o recebimento e indicar a necessidade de complementação. Após o recebimento da documentação completa, a distribuidora deve fornecer um recibo da formalização da solicitação de acesso.

68. Na etapa de elaboração do parecer de acesso, caso algum dos documentos tenha informações incorretas, a distribuidora deve notificar formalmente o acessante sobre todas as pendências, de uma única vez. Realizada essa notificação, o acessante deve apresentar as informações solicitadas à distribuidora em até 15 dias. O prazo para emissão do parecer de acesso fica suspenso caso as informações faltantes sejam imprescindíveis e será retomado após o cumprimento dessa fase.

69. Sobre esse procedimento, questiona-se se as distribuidoras estariam seguindo devidamente as etapas identificadas e se há fragilidades na regra que carecem de aperfeiçoamento. Importante frisar que eventuais simplificações nos requisitos devem ser tratadas de maneira criteriosa de modo a não comprometer a qualidade e a segurança das instalações.

70. Adicionalmente, aguardam-se contribuições acerca da adequabilidade dos prazos atualmente regulamentados. Cumpre lembrar que, em relação à emissão do parecer de acesso, o prazo máximo para elaboração do parecer é de 15 dias para microgeração e de 30 dias para minigeração. Esses prazos são dobrados caso haja necessidade de obras de melhorias ou reforços no sistema de distribuição acessado. No que diz respeito à etapa de vistoria, o prazo para a distribuidora realizar a vistoria na conexão de micro e minigeração distribuída é de 7 dias. A etapa seguinte, de entrega do relatório, apresenta prazo máximo de 5 dias para execução. Por fim, o prazo para a distribuidora aprovar o ponto de conexão de unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída é de 7 dias.



Fl. 25 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

71. Nos casos em que a distribuidora desrespeita os prazos, ela fica sujeita às penalidades previstas no arcabouço regulatório vigente. Contudo, os consumidores acabam sendo prejudicados pela demora e ficam com sua geração pronta, mas sem a possibilidade de injeção. Nesses casos, há sugestões para que as distribuidoras sejam obrigadas a pagar uma compensação ao consumidor que sofrer com o descumprimento do prazo. Esse aspecto já está sendo abordado no âmbito da Atividade nº 46 da Agenda Regulatória da ANEEL 2018/2019<sup>24</sup>.

### III.3.3. Definição de micro e minigeração distribuída

#### III.3.3.1 Limites de potência

72. Na busca por ações internacionais que permitam traçar um arcabouço regulatório condizente com a realidade mundial, foram analisados os limites de potência aplicado em outros países. Nos Estados Unidos, grande parte dos estados (38 estados, Washington – DC e quatro territórios) utiliza o *net metering* como mecanismo para compensar a energia injetada na rede por consumidores que possuem sistemas de geração distribuída, semelhante ao sistema de compensação hoje existente no Brasil. Apenas 7 estados utilizam mecanismo alternativo ao *net metering*. Dessa forma, exemplos de limites de capacidade instalada, estabelecidos para geração distribuída, são essencialmente trazidos das experiências desse país, complementados por alguns exemplos do Canadá e da União Europeia.

73. Os limites de capacidade instalada de cada sistema individual variam em cada estado americano, e podem ser estabelecidos em kW ou mesmo como um percentual da carga instalada do consumidor. Nova Jersey e Ohio autorizam o *net metering* sem limite de capacidade. Carolina do Sul, Virgínia e Wisconsin impõem limite de 20 kW, enquanto Massachusetts e Novo México admitem sistemas de até 10 MW e 80 MW, respectivamente. Há que se considerar que, em diversos locais onde os limites são maiores, o excedente injetado na rede é valorado a um preço menor que o de varejo e, além disso, em algumas localidades, não é permitida a compensação remota, de modo que somente grandes consumidores teriam grandes sistemas em suas unidades consumidoras. No entanto, em torno de metade dos estados que utilizam o *net metering* permitem sistemas de até 1 MW ou 2 MW. Esses limites de capacidade podem variar conforme o tipo de distribuidora, tipo de consumidor (residencial, industrial e comercial), ou até mesmo conforme a fonte de geração (como ocorre em Nova York)<sup>25</sup>.

74. Em British Columbia, no Canadá, a BC Hydro admite sistemas de até 100 kW de potência instalada no *net metering*<sup>26</sup>. O mesmo limite é aplicado em New Brunswick<sup>27</sup> e pela SaskPower em Saskatchewan<sup>28</sup>. Em Ontário, o limite de 500 kW se manteve até junho de 2017, e atualmente não há limitação

<sup>24</sup> Essa atividade objetiva “aprimorar as disposições do Atendimento ao Público” e tem prevista a abertura de Audiência Pública ainda no primeiro semestre de 2018.

<sup>25</sup> Retirado de <http://www.ncsl.org/research/energy/net-metering-policy-overview-and-state-legislative-updates.aspx>

<sup>26</sup> Retirado de <https://www.bchydro.com/work-with-us/selling-clean-energy/net-metering.html>

<sup>27</sup> Retirado de <https://www.nbpower.com/en/products-services/net-metering/>

<sup>28</sup> Retirado de <http://www.saskpower.com/efficiency-programs-and-tips/generate-your-own-power/self-generation-programs/net-metering-program/>

Fl. 26 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

de potência<sup>29</sup>. Mas como os créditos de energia tem vigência de 12 meses, os consumidores tendem a adequar a geração à carga instalada.

75. Na Bélgica<sup>30</sup>, o limite colocado para os empreendimentos participantes do *net metering* é de 10 kW em Flanders e Wallonia. Em Bruxelas o limite era de 5 kW, mas o *net metering* deixou de ser implementado em janeiro de 2018.

76. A variedade de limites quanto à potência máxima permitida para os empreendimentos mostra que não há uma regra tida como mais adequada e aplicável de forma generalizada a todas as localidades. As especificidades de cada país e a definição clara daquilo que se pretende expandir ou propiciar a expansão é que regem os delimitadores escolhidos para que um empreendimento de geração possa participar do *net metering*.

77. No Brasil, a REN nº 482/2012 estabeleceu inicialmente os limites de potência de 100 kW para microgeração e de 1 MW para minigeração distribuída. Esses limites foram revisados na REN nº 687/2015, que os alterou para 75 kW e 5 MW (ou 3 MW para fontes hídricas), respectivamente. Em seguida, a REN nº 786/2017 igualou o limite de potência da minigeração distribuída a partir de fontes hídricas ao das demais fontes, no caso, 5 MW.

78. A alteração do limite de potência da microgeração, implementada pela REN nº 687/2015, teve como motivador o fato de que esse é o limite de potência estabelecido pela REN nº 414/2010 (art. nº 12) para que uma unidade consumidora se conecte na rede de baixa tensão (Grupo B). Consumidores da baixa tensão são atualmente faturados por meio de uma tarifa monômnia, cujas componentes são calculadas em R\$/kWh, e, portanto, não necessitam contratar demanda junto à distribuidora – o que, no caso de um sistema de geração distribuída, reduz consideravelmente o tempo de retorno do investimento. Aliado a não necessidade de se contratar demanda, a compensação de energia em consumidores da baixa tensão que possuem geração distribuída se dá em todas as componentes tarifárias (TUSD + TE), enquanto nos consumidores do Grupo A (da média e alta tensão) essa compensação se dá apenas na componente de energia da tarifa (componentes em R\$/kWh), sendo faturada a componente de demanda (R\$/kW) normalmente.

79. Dessa forma, há uma diferenciação na aplicação do sistema de compensação de energia (além de outras diferenciações relacionadas à participação financeira no acesso à rede e na medição de energia) que dependem de o sistema ser micro ou minigeração distribuída, o que a nosso ver é legítimo e motivado pela diferença de porte e de potenciais impactos (técnicos e financeiros) desses empreendimentos, além do fato de que empreendimentos de maior porte se viabilizam mais facilmente devido ao ganho de escala.

---

<sup>29</sup> Retirado de <https://www.pv-magazine.com/2017/06/08/ontario-improves-rules-for-net-metering/>

<sup>30</sup> Retirado de <http://www.res-legal.eu/en/search-by-country/belgium/>

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

Fl. 27 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

80. Ocorre que a REN nº 414/2010, que é em sua essência voltada ao consumidor típico (sem geração), prevê situações em que um consumidor do Grupo A (da média tensão) possa optar por ser faturado com tarifa do Grupo B (ou seja, tarifa monômnia, sem necessidade de contratar demanda). Essas possibilidades são tratadas no art. 100 da REN nº 414/2010. Com o fim de se enquadrarem no referido artigo, há relatos de empreendedores que têm tentado dividir plantas de minigeração de maior porte em unidades menores, com potência individual acima de 75 kW, o que os permitiria serem faturados, em algumas situações, com tarifa do Grupo B.

81. Esse tipo de estratégia, além de nociva por tentar se aproveitar de uma situação não prevista na regulamentação, não se enquadra nas premissas que respaldam a REN nº 482/2012. Para contornar essa questão, não se pretende alterar o limite de microgeração distribuída, pois ele aparenta estar adequado, não havendo evidências de manifestação contrária ao valor atualmente adotado. O que se pretende estabelecer é que sistemas com potência instalada acima de 75 kW sejam obrigatoriamente faturados com tarifa do Grupo A, não se aplicando para geração distribuída o disposto no art. 100 da REN nº 414/2010.

82. Quanto aos limites definidos para minigeração distribuída, a REN nº 687/2015 e a REN nº 786/2017 acompanharam (mesmo que de forma não automática) os limites colocados na Lei nº 9.074/1995 para que um empreendimento de geração seja isento de outorga do poder concedente. No entanto, não há restrições para que a REN nº 482/2012 considere limites de potência mais restritivos que os da Lei nº 9.074/1995. Isso porque a REN nº 482/2012 define os empreendimentos elegíveis a participarem do sistema de compensação de energia, enquanto a Lei define em que situações um empreendimento é dispensado de outorga. É claro que, caso se desejasse estabelecer limites de potência para minigeração que superassem os limites de isenção de outorga da Lei, seria necessário exigir outorga de sistemas de minigeração a depender da sua capacidade instalada – o que a princípio não parece razoável. Mas, por outro lado, não há impedimentos para se fazer o contrário – definir limites de potência de minigeração inferiores aos da Lei.

83. Desde a publicação da REN nº 687/2015, nota-se que geradores de relativamente grande porte têm preferido enquadrar-se como GD, em detrimento de participar do ACL. Um dos aspectos que mais têm sido objeto de questionamentos é a impossibilidade de divisão de centrais geradoras para enquadramento nos limites da GD. Isso demonstra o interesse de agentes de grande porte, que já poderiam ser viáveis no ambiente não regulado, em tentar se aproveitar dos benefícios atribuídos a centrais geradoras de menor porte. Na prática, a expansão dos limites para 5 MW pode ter provocado uma espécie de concorrência perversa da GD com o ACL. Nessa linha, questiona-se se empreendimentos com potência instalada da ordem de 5 MW (limite atualmente estabelecido para minigeração) devem permanecer elegíveis ao ambiente da REN nº 482/2012. Em síntese, buscam-se contribuições da sociedade acerca do limite de capacidade instalada colocado para minigeração distribuída – se deve permanecer como 5 MW ou se deve ser reduzido e, nesse caso, para qual valor de potência.

### **III.3.3.2 Fontes enquadráveis como micro ou minigeração**

84. A definição vigente de micro ou minigeração distribuída é aplicável a empreendimentos de geração a partir de fontes renováveis e a sistemas enquadrados como cogeração qualificada. A possibilidade de inclusão de geração a partir de combustíveis fósseis, desde que seja cogeração qualificada, tem como referência a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (Lei nº 9.427/1996), que estabelece a aplicação de 50% de desconto aos 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.

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

Fl. 28 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

85. Em que pesem as definições da REN nº 482/2012 não estarem atreladas à Lei nº 9.427/1996, a Agência optou por estender a possibilidade de enquadramento como micro ou minigeração a esse tipo de usina. Todavia, nesse caso, é importante resgatar a origem desse tipo de incentivo na Lei e verificar sua adequação com o Sistema de Compensação. O desconto nas tarifas de uso para cogeração qualificada foi inserido por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Constata-se que não havia naquela oportunidade uma definição clara do que seria exatamente a figura do “cogerador qualificado”. Tampouco identifica-se em exposição de motivos do projeto de lei em tela quais critérios deveriam ser observados para que um empreendimento pudesse ser enquadrado como cogeração qualificada.

86. Coube à ANEEL, primeiramente por meio da Resolução nº 21, de 20 de janeiro de 2000, e posteriormente por meio da Resolução Normativa nº 235, de 14 de novembro de 2006, regulamentar o tema. Ambas as resoluções em comento estabeleceram critérios mínimos de eficiência energética para que usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis pudessem ser enquadradas como cogeração qualificada, o que, por sua vez, daria direito a esses geradores a desconto de 50% nas tarifas de TUSD/TUST.

87. Cabe lembrar que a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, dispõe, dentre outros temas, sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, a recomposição tarifária extraordinária, a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Ou seja, tratava-se de um cenário onde havia recente escassez de energia e de projetos de infraestrutura que pudessem alavancar o setor (haja vista o racionamento de 2001).

88. Assim, a regra de micro e minigeração foi estabelecida numa conjuntura diferente daquela que motivou a Lei e, portanto, não necessariamente precisa conter todas as fontes incentivadas na legislação. Além disso, a cogeração a partir de fontes fósseis não tem o mesmo caráter de intermitência das fontes renováveis (sobretudo solar e eólica), de modo que a participação no sistema de compensação não é tão necessária. Portanto, questiona-se se a REN nº 482/2012 deva ser aplicada somente a fontes renováveis ou se deve continuar sendo permitida a participação de cogeração a partir de combustíveis fósseis.

#### **III.3.4. Definição de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras**

89. Os dados de registro de micro e minigeração disponíveis no SISGD indicam a existência de apenas um sistema de microgeração classificado na modalidade “empreendimento com múltiplas unidades consumidoras” estabelecida no inciso VI do art. 2º da REN nº 482/2012. Essa modalidade foi criada pela REN nº 687/2015 com o objetivo de oportunizar que condomínios residenciais ou comerciais, horizontais ou verticais, gerem sua própria energia e a compensem localmente.

90. Esse tipo de geração teria benefícios para o sistema pois diminuiria o fluxo de potência em grandes centros consumidores. Porém, a estagnação desse tipo de geração implica na necessidade de a Agência reavaliar os critérios adotados e consultar a sociedade sobre as eventuais barreiras ainda existentes para a geração local em condomínios. Logo, são aguardadas contribuições acerca dos motivos que levaram à não proliferação da modalidade de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras e das modificações na regulamentação da ANEEL que poderiam contribuir com o desenvolvimento da micro e minigeração em condomínios.

Fl. 29 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

### III.3.5. Vedações

91. O § 3º do art. 4º da REN nº 482/2012 veda a “*divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos*”. Esse dispositivo tem o objetivo de garantir o cumprimento dos limites de microgeração (de modo a não possibilitar que empreendedores façam usinas de maior porte e as dividam para enquadramento no Grupo B e não pagamento de demanda contratada) e de minigeração (de maneira a garantir que a geração não possua potência instalada superior a 5 MW e tenha caráter efetivamente distribuído).

92. Nas consultas formuladas por interessados à Agência, tem-se percebido a intenção de alguns investidores em burlar a regra, adotando práticas, tais como: inserção de cercas, muros, ruas ou outras estratégias em centrais para tentar dividi-las; alteração de titularidades e inserção de pontos de conexão distintos; tentativas de caracterização de empreendimentos de geração como condomínios com diversos terrenos que possuam geração própria; etc. De acordo com o texto atual da Norma, todas essas práticas de tentativa de divisão de uma central de geração em unidades de menor porte para enquadramento como micro ou minigeração são vedadas e podem – e devem – ser identificadas pela distribuidora.

93. Convém destacar a reprovabilidade desse tipo de comportamento. Isso porque o que se vê nesses casos são agentes de grande porte, que já têm ambiente próprio de negócio. Em muitos casos, as separações por cercas, por titularidade, por registro do imóvel têm o único intuito de se levar a uma classificação enganosa como uma central de pequeno porte.

94. Assim, algumas empresas têm alegado que a inserção de critérios mais objetivos na regulamentação permitiria um reconhecimento mais célere desse tipo de deturpação. Sobre esse tema, questiona-se se seria possível que a Norma previsse critérios mais objetivos de identificação das tentativas de divisão e, caso positivo, quais seriam esses critérios.

### III.3.6. Participação financeira

95. De acordo com a regulamentação em vigor, aplicam-se as regras de participação financeira às novas unidades consumidoras com geração própria e àquelas existentes que optem por instalar micro ou minigeração distribuída com potência superior à potência disponibilizada.

96. Somente ficam excluídos do cálculo da participação financeira os custos referentes a eventuais obras adicionais que sejam necessárias na rede de distribuição em função **exclusivamente** da conexão de microgeração distribuída. Assim, devem ser arcados integralmente pela distribuidora, de acordo com o §1º do art. 5º da REN nº 482/2012, as obras para a conexão da microgeração que não seriam necessárias para atendimento a uma carga passiva equivalente. No caso de minigeração distribuída, até mesmo essas obras (que não seriam necessárias para atendimento a uma carga passiva equivalente) entram no cálculo da participação financeira. Contribuições a respeito dessa diferença de tratamento e suas implicações serão desejadas.

Fl. 30 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

97. Ressalta-se, porém, que as regras de participação financeira preveem a proporcionalização de alguns dos custos da rede. No caso da instalação de minigeração em regiões remotas, há relatos de distribuidoras no sentido de que o surgimento de unidades consumidoras com geração distribuída sem carga associada implicaria na expansão do sistema de distribuição de maneira ineficiente (para regiões onde não há previsão de aumento da demanda). Nesses casos, as distribuidoras alegam que a proporcionalização dos custos de acordo com a demanda contratada pela unidade com GD não se justificaria, pois imporá um custo desnecessário aos demais consumidores.

98. Assim, questiona-se se seriam necessárias adequações nas regras de participação financeira de modo a incentivar que a micro e minigeração distribuída seja instalada em locais onde seu impacto positivo para o sistema possa ser maximizado (com redução de perdas e eventual postergação de investimentos).

#### III.4. Questões para consulta

99. Diante das considerações feitas, com vistas a auxiliar a coleta de subsídios acerca do tema para fins de elaboração do Relatório de AIR, apresenta-se, a seguir, um resumo orientativo das principais questões para discussão:

- 1) Na lista abaixo, indique os valores a serem considerados nas premissas para realização da AIR, inserindo, no campo “Observações”, informações adicionais tais como referências e métodos de cálculo.

Variável	Unidade	Valor	Observações
Tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico típico de pequeno porte para compensação local	kWp		
Custo de instalação um sistema solar fotovoltaico de pequeno porte para compensação local	R\$/kWp		
Custos de manutenção um sistema solar fotovoltaico de pequeno porte para compensação local (incluindo troca do inversor)	% anual do custo de instalação		
Tamanho típico de um sistema solar fotovoltaico típico de médio porte para compensação remota	kWp		
Custo de instalação um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota	R\$/kWp		
Custos de manutenção um sistema solar fotovoltaico de médio porte para compensação remota (incluindo troca do inversor)	% anual do custo de instalação		
Custo de capital de pessoa física para investimento em microgeração	% a.a.		
Custo de capital de pessoa jurídica para investimento em minigeração	% a.a.		
Índice de degradação do sistema	% de redução anual da capacidade de geração de energia pelo sistema		

Fl. 31 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

Aumento ou Decréscimo anual real da tarifa de energia elétrica	% de aumento ou decréscimo da tarifa em relação à inflação		
Percentual de simultaneidade entre consumo e geração	% da energia gerada que é consumida imediatamente pela carga, não sendo injetada na rede		
Mercado potencial para geração local	Número de unidades consumidoras		
Mercado potencial para geração remota	Número de unidades consumidoras		
Taxa de crescimento anual do mercado potencial	% de crescimento ao ano		
Valoração da energia evitada pela micro ou minigeração distribuída	R\$/MWh		
Redução das perdas técnicas na distribuição em virtude da instalação de micro ou minigeração	% de redução das perdas		
Redução das perdas técnicas na Rede Básica em virtude da instalação de micro ou minigeração	% de redução das perdas		
Redução do uso da Rede Básica em virtude da instalação de micro ou minigeração	% de redução, por MW de GD instalado, em relação ao montante contratado pela distribuidora nas fronteiras com a Rede Básica.		
Redução do custo de sistemas fotovoltaicos com o crescimento do número de instalações	Redução do custo do kW instalado para cada MW já consolidado no mercado (ou gráfico que mostre a redução no custo de instalação de um novo sistema em função da potência total instalada no país)		

- 2) Os cenários propostos para a AIR são suficientes? Outras alternativas devem ser adicionadas ao estudo? Quais?
- 3) Além dos impactos apresentados na seção de Análise, deveriam ser considerados outros custos ou benefícios da geração distribuída? Quais? Como modelá-los e quantificá-los?
- 4) Na hipótese de a AIR indicar a necessidade de atuação da Agência em duas fases (uma válida para os primeiros anos e uma outra regra a ser aplicada depois de determinado período), quais ações a ANEEL precisaria tomar no sentido de dar maior segurança regulatória aos micro e minigeradores que se instalarem durante a primeira fase?

Fl. 32 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

- 5) A faixa de custo de capital para pessoa física entre 6,24% e 34,5% a.a. está adequada? Se não, qual faixa poderia ser adotada e por quê? A faixa de custo de capital para pessoa jurídica entre 5,65% e 10,14% a.a. está adequada? Se não, qual faixa poderia ser adotada e por quê?
- 6) A compensação local (na própria unidade consumidora onde a energia é gerada) tem características e impactos diferentes da geração remota (autoconsumo remoto, geração compartilhada). Como devem ser tratadas essas particularidades? Justifique.
- 7) Atualmente, a ANEEL monitora a evolução da micro e minigeração distribuída (por meio do SISGD) e a quantidade de energia compensada (via Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica - SAMP). Como aprimorar esse monitoramento? Quais outros dados (*payback* dos sistemas, número de reclamações, redução de mercado das distribuidoras, gases de efeito estufa, etc.) precisariam ser monitorados? Como?
- 8) As especificidades das tecnologias e a evolução do mercado de GD têm indicado que o sistema de compensação deva ser aplicado somente a fontes renováveis. Quais aspectos corroboram ou contrapõem essa afirmação?
- 9) No caso da geração compartilhada, como garantir que os arranjos (consórcio e cooperativa) não se configurem como comercialização?
- 10) Como permitir uma maior disseminação da micro ou minigeração distribuída localizada junto a condomínios comerciais ou residenciais para compensação local?
- 11) Como identificar a tentativa de divisão de centrais de geração em unidades de menor porte para enquadramento nos limites da REN nº 482/2012? Seria possível a inserção de critérios objetivos de identificação no texto da regulamentação, sem permitir o mau uso da norma por agentes mal intencionados? Quais critérios?
- 12) Os modelos de autoconsumo remoto e de geração compartilhada têm permitido a expansão eficiente do sistema de distribuição?
- 13) Quais são os custos para conexão de minigeração para compensação remota (sem carga associada) na regra de participação financeira atualmente vigente? Como esses custos de conexão se comparam com aqueles atribuídos a usinas com características semelhantes mas não enquadradas como GD (usinas que comercializam energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE)?
- 14) Caso queira contribuir com os dados técnicos para realização das simulações, utilize este espaço para apresentar sugestões de métodos diferentes ou valores que possam ser utilizados para os parâmetros do método atualmente escolhido.



Fl. 33 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

- 15) O modelo atual de compensação de energia exige a instalação de um medidor bidirecional para o faturamento. Posicionado após o quadro geral da unidade consumidora, esse medidor mede apenas a energia gerada injetada e o consumo da rede. Assim sendo, a energia total gerada (que inclui a parcela da geração consumida instantaneamente) não é medida, ficando assim desconhecida pela distribuidora. A falta dessa informação pode ter impactos nas estatísticas nacionais, no processo de planejamento realizado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e, eventualmente, na operação do sistema, comprometendo as séries históricas de dados e levando a uma subestimação do consumo e da geração. Nesse sentido, a ANEEL gostaria de avaliar a possibilidade e a viabilidade econômica de coleta agregada dos dados de geração total dos micro e minigeradores, através das seguintes perguntas:
- Os dados de geração total são coletados pelos fabricantes de inversores?
  - Em caso afirmativo, há algum impedimento/dificuldade para a disponibilização desses dados agregados de geração às distribuidoras?
  - Quais os custos associados a essa disponibilização?
  - Há outra alternativa viável para a obtenção dos dados de geração total?
- 16) Quais são os custos médios arcados pela distribuidora para análise de uma solicitação de acesso típica de microgeração? E de minigeração? Favor apresentar dados reais.

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

100. Fundamentam esta Nota Técnica os seguintes dispositivos legais e regulatórios:

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996,
- Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- Lei nº 10.848, de 15 de março de 2009;
- Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;
- Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012;
- Resolução Normativa ANEEL nº 687, de 24 de novembro de 2015;
- Resolução Normativa ANEEL nº 789, de 17 de outubro de 2017;
- Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

#### V. DA CONCLUSÃO

101. Com base nas informações sobre micro e minigeração coletadas até o presente momento, conclui-se pela instauração de Consulta Pública para discutir aperfeiçoamentos na norma vigente.

Fl. 34 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

## VI. DA RECOMENDAÇÃO

102. Recomenda-se a instauração de Consulta Pública, por intercâmbio documental, pelo período aproximado de quarenta e cinco dias, com o intuito de colher subsídios para elaboração do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR acerca do aprimoramento das disposições relacionadas à micro e minigeração distribuída.

DANIEL VIEIRA  
Especialista em Regulação – SRD

DAVI RABELO VIANA LEITE  
Especialista em Regulação - SRD

DJANE MARIA SOARES FONTAN MELO  
Especialista em Regulação – SRD

LEONARDO MÁRIO CAVALCANTI GÓES  
Analista Administrativo – SRD

LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI  
Especialista em Regulação – SRD

ANA CLÁUDIA CIRINO DOS SANTOS  
Especialista em Regulação – SCG

VITOR CORREIA LIMA FRANÇA  
Especialista em Regulação – SCG

VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA  
Especialista em Regulação – SRM

ANDRÉ MEISTER  
Especialista em Regulação – SGT

ROBSON KUHN YATSU  
Especialista em Regulação – SGT

GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA  
Especialista em Regulação – SRG

LETÍCIA LEAL LENG RUBER  
Especialista em Regulação – SMA

**De acordo:**

Fl. 35 da Nota Técnica nº 0062/2018-SRD/SCG/SRM/SRG/SGT/SMA/ANEEL, de 25/05/2018.

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR  
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição

HELVIO NEVES GUERRA  
Superintendente de Concessões e Autorizações de Geração

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ  
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos de Mercado

DAVI ANTUNES LIMA  
Superintendente de Gestão Tarifária

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA  
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração

ANDRÉ RUELLI  
Superintendente de Mediação Administrativa, Ouvidoria Setorial e Participação Pública