

Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL

Em 7 de outubro de 2019.

Processo nº: 48500.004924/2010-51.

Assunto: Análise das contribuições da AP nº 01/2019 e proposta de abertura de Consulta Pública, com vistas a obter subsídios para a elaboração da nova redação das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

I. DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem o objetivo de apresentar a análise das contribuições da Audiência Pública – AP nº 01/2019 e a proposta de abertura de Consulta Pública¹, com vistas a obter subsídios para a elaboração da nova redação das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa – REN nº 482/2012 e pela Seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Trata-se da Atividade nº 2 da Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2019-2020.

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 compensação da energia gerada por pequenas centrais de geração em unidades consumidoras localmente ou em outras unidades sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão ou permissão.

¹ Realização de Consulta Pública, já considerando a nova nomenclatura dos processos de participação pública, seguindo a Lei nº 13.848/2019 (Leis das Agências Reguladoras).

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

Pág. 2 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

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 de novas modalidades - 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 questionado se 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 revisão², foi mantido o modelo originalmente estabelecido para a compensação e a Diretoria estabeleceu uma nova revisão da Resolução, com foco no aspecto econômico, até o final de 2019.

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 2018-2019³ estabeleceu a atividade nº 50 com vistas a aprimorar a REN nº 482/2012. A Agenda Regulatória da ANEEL para o biênio 2019-2020⁴ manteve o tema por meio da atividade nº 2.

6. Em 30 de maio de 2018, foi instaurada a Consulta Pública – CP nº 10/2018⁵, com período para envio de contribuições até 17 de julho de 2018, por intercâmbio documental.

7. Nos dias 20 e 21 de junho de 2018 foi realizado o Seminário Internacional sobre Micro e Minigeração Distribuída, com o objetivo de ampliar a participação pública no processo decisório.

8. Em 23 de janeiro de 2019, foi instaurada a Audiência Pública – AP nº 01/2019⁶, com período para envio de contribuições até 09 de maio de 2019, por intercâmbio documental com sessões presenciais realizadas em Brasília, São Paulo e Fortaleza, além da realização de um Webinar.

² Conforme item 33 do documento disponível em http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015687_1.pdf (Documento SIC nº 48575.003951/2015-00).

³ Aprovada pela Portaria nº 4.821/2017, disponível em <http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel>.

⁴ Aprovada pela Portaria nº 5.571/2019, disponível em <http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel>.

⁵ Aviso de abertura da Consulta Pública nº 10/2018, publicado no D.O.U de 30/05/2018, Seção 3.

⁶ Aviso de abertura da Audiência Pública nº 01/2019, publicado no D.O.U de 23/01/2019, Seção 3.

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

III. DA ANÁLISE

9. A Audiência Pública – AP nº 01/2019 foi instaurada com o intuito de submeter para contribuições da sociedade o Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR acerca do aprimoramento das disposições relacionadas à micro e minigeração distribuída. As tabelas a seguir apresentam informações gerais sobre a AP nº 01/2019. No Anexo 1 consta um resumo das principais contribuições recebidas.

Tabela 1 – Dados gerais das contribuições

Período de contribuições	24/01/2019 a 09/05/2019
Total de participantes das seções presenciais	631
Total de expositores das seções presenciais	106
Total de contribuições documentais recebidas (incluindo manifestações enviadas via corpo do e-mail)	272

Tabela 2 – Dados das sessões presenciais

Sessões Presenciais	Brasília 21/02/2019	São Paulo 14/03/2019	Fortaleza 11/04/2019	Total
Participantes	170	221	240	631
Expositores	29	37	40	106

10. A Figura 1 apresenta a relação dos participantes que encaminharam as contribuições documentais.

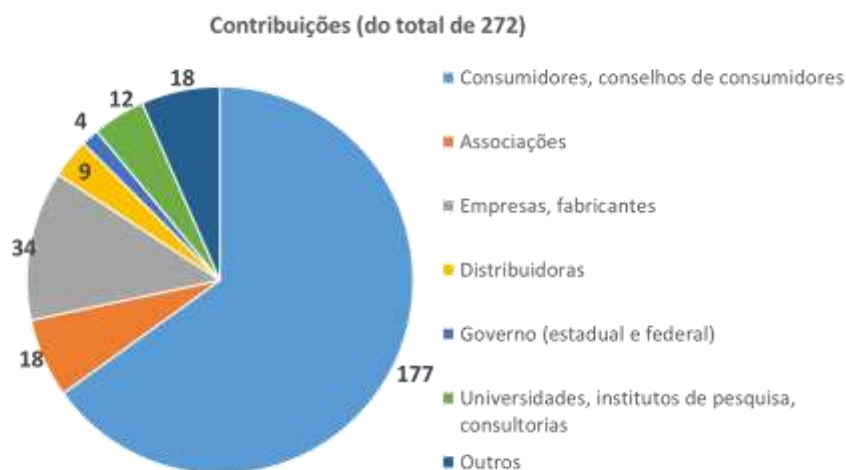


Figura 1 – Relação de participantes que encaminharam contribuição documental.

11. Foram contabilizadas 364⁷ contribuições encaminhadas via arquivos documentais, das quais 15% foram acatadas, 24% parcialmente acatadas e 61% não foram acatadas.

⁷ As manifestações de opinião sem a respectiva fundamentação, encaminhadas principalmente via corpo de e-mail, não foram contabilizadas.

Pág. 4 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

12. A AIR levada para a AP nº 01/2019 discutiu essencialmente as alternativas para o Sistema de Compensação de Energia. A versão atual, pós-participação pública (AIR nº 003/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL⁸) leva em consideração as contribuições recebidas no âmbito da AP. Um breve relato sobre a nova regra proposta para o Sistema de Compensação é apresentado adiante. Além disso, são discutidas as alterações dos demais aspectos da norma.

13. A minuta de Resolução que aprovará a nova redação da REN nº 482/2012 e da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, materializando todas as alterações propostas para as regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, é apresentada no Anexo 3. A Consulta Pública a ser instaurada tem como intuito submeter essas minutas de texto à contribuição da sociedade.

III. 1 – SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

14. A definição do novo modelo para o Sistema de Compensação de Energia foi objeto da Análise de Impacto Regulatório – AIR submetida na AP nº 01/2019. Na versão atual da AIR, pós-participação pública, chegou-se à seguinte proposta para a Geração Distribuída (GD) Local e para GD Remota:

➤ GD Local:

- Consumidores já existentes e aqueles que protocolarem solicitação de acesso **completa** (nos termos dos modelos apresentados na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, contemplando os anexos devidos) antes da publicação da norma: continuam com as regras atualmente vigentes para o sistema de compensação até o final de 2030 (31/12/2030). A partir desta data, passam para a Alternativa 5 (compensação somente da componente tarifária TE Energia);
- Consumidores que protocolarem solicitação de acesso após a publicação da norma: será aplicada a Alternativa 2 (em que não são compensadas as componentes tarifárias TUSD Fio B e Fio A), alterando para a Alternativa 5 (compensação somente da componente tarifária TE Energia) quando atingida a potência instalada adicional de 4,7 GW⁹.

➤ GD Remota:

- Consumidores já existentes e aqueles que protocolarem solicitação de acesso **completa** (nos termos dos modelos apresentados na seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, contemplando os anexos devidos) antes da publicação da norma: continuam com as regras atualmente vigentes para o sistema de compensação até o final de 2030 (31/12/2030). A partir desta data, passam para a Alternativa 5 (compensação somente da componente tarifária TE Energia);
- Consumidores que protocolarem solicitação de acesso após a publicação da norma: será aplicada a Alternativa 5 (compensação somente da componente tarifária TE Energia).

⁸ Documento SIC nº 48554.002165/2019-00.

⁹ Estimado total em 6,6 GW em todo país.

Pág. 5 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

15. Vale ressaltar que se caracteriza como local toda energia injetada que é aproveitada na mesma unidade em que se deu a geração, caracterizando-se como remota a energia injetada utilizada em unidades consumidoras distintas da unidade onde se encontra a geração. No caso de unidades consumidoras que integram a modalidade de múltiplas unidades consumidas, toda a energia injetada é caracterizada como local.

16. A materialização dessas novas regras consta no *Capítulo III Do Sistema de Compensação de Energia* e no *Capítulo III – A Do Período de Transição* da minuta de texto da REN nº 482/2012. Os patamares de potência instalada, por distribuidora, que definem a mudança para Alternativa 5 da GD Local, serão publicados no Anexo da Resolução. Os patamares por distribuidora conforme mercado atual (que serão atualizados na ocasião da publicação da norma) constam no Anexo 2 desta Nota Técnica.

III. 2 – CUSTOS DE ACESSO DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

17. A micro e minigeração são enquadradas como unidades consumidoras cativas que injetam energia na rede. A elas se aplicam regras de acesso e de pagamento pelo uso da rede semelhantes às de uma unidade consumidora sem geração, com algumas particularidades e diferenciações de prazos definidos no Módulo 3 do PRODIST. A seguir são propostas algumas alterações da regra atualmente vigente, com vistas a torna-la condizente com as características da unidade consumidora com geração.

➤ Acesso e contratação de uso do minigerador (unidades consumidoras do grupo A)

18. No caso da minigeração distribuída, a contratação do uso da rede na regra vigente leva em conta tarifas de uso aplicáveis a consumidores de energia, mesmo que o empreendimento seja exclusivamente um “injetador” de energia. Nesse sentido, propõe-se que tanto a contratação quanto o pagamento pelo uso sejam aderentes ao uso da rede de distribuição pelo acessante.

19. O minigerador é um consumidor e um “injetador” de energia – em algumas situações ele não possui carga associada. Para geradores que fazem uso da rede para consumir e injetar energia através do mesmo ponto de conexão, o Módulo 3 do PRODIST (Seção 3.6) prevê uma modalidade de dupla contratação, descrita a seguir:

5.4 Centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia.

5.4.1 O agente deve celebrar único CUSD e único CCD.

5.4.2 Além das disposições contratuais mínimas, em cada um dos contratos devem ser especificados:

a) Os valores de MUSD contratados para os horários de ponta e fora de ponta referentes à unidade consumidora; e

b) O valor de MUSD contratado referente à central geradora, observado o que dispõem os itens 5.3.1 a 5.3.3.

5.4.3 O faturamento mensal do agente deve contemplar, cumulativamente, parcela associada à unidade consumidora e parcela associada à central geradora.

5.4.4 Parcela do faturamento mensal associada à unidade consumidora.

5.4.4.1 O faturamento desta parcela deve ser realizado com base nos MUSD associados à unidade consumidora, conforme o item 5.2.1 e as Condições Gerais de Fornecimento.

Pág. 6 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

5.4.4.2 Caso o consumidor seja classificado como Rural e reconhecido como Sazonal, nos termos das normas pertinentes, o MUSD associado à unidade consumidora para efeitos de faturamento deve seguir o disposto nas Condições Gerais de Fornecimento.

5.4.4.3 O faturamento desta parcela deve considerar os descontos e benefícios aos quais a unidade consumidora fizer jus.

5.4.4.4 O faturamento da ultrapassagem por posto horário deve observar a regulamentação específica para unidade consumidoras, tendo como base os valores de MUSD contratados para os horários de ponta e fora de ponta.

5.4.5 Parcela do faturamento mensal associada à central geradora.

5.4.5.1 O faturamento da central geradora deve ser realizado observando-se a diferença entre o MUSD contratado referente à central geradora constante do CUSD e o maior MUSD, entre os horários de ponta e fora de ponta, que foi efetivamente utilizado na parcela do faturamento da unidade consumidora segundo o item 5.4.4.

5.4.5.2 Caso o maior MUSD utilizado na parcela do faturamento da unidade consumidora seja maior que o MUSD contratado referente à central geradora, a parcela de faturamento associada à central geradora deve ser nula.

5.4.5.3 O faturamento desta parcela deve considerar os descontos e benefícios aos quais a central geradora fizer jus.

5.4.5.4 O faturamento da ultrapassagem deve observar a regulamentação específica para centrais geradoras, tendo como base o valor de MUSD contratado referente à central geradora constante do CUSD.

5.4.6 O disposto no item 5.4 não se aplica ao atendimento do sistema auxiliar da usina e aos casos alcançados pela reserva de capacidade, quando, nestes casos, devem ser observados os regulamentos específicos.

20. A dupla contratação descrita anteriormente foi modelada originalmente para geradores sazonais, que durante alguns meses consomem e durante outros meses injetam energia na rede. É importante destacar que o minigerador não é enquadrado como gerador (ele permanece enquadrado como um consumidor cativo que injeta energia na rede), mas entende-se que o conceito de dupla contratação poderia ser aplicado ao minigerador para fins de cobrança pelo uso da rede e procedimentos de conexão, diante do uso que ele faz da rede de distribuição (em vez de variações sazonais, variações no sentido do fluxo de energia ao longo de um mesmo dia).

21. Apesar de tal medida não alterar o enquadramento regulatório da minigeração como unidade consumidora cativa, terá como resultado a aplicação da tarifa de geração - TUSDg ao respectivo MUSD de geração contratado (na parcela que esse montante supera o MUSD de carga contratado, conforme item 5.4.5.1 do PRODIST). O valor médio (Brasil) da TUSDg no subgrupo A4 é de R\$ 5,87/kW, enquanto a TUSD para consumidores no mesmo nível de tensão é de R\$ 15,75/kW.

22. As regras de ultrapassagem de demanda, como definido no item 5.4, se aplicam ao montante de consumo seguindo-se o procedimento da REN nº 414/2010 e ao montante de injeção seguindo-se o procedimento da REN nº 506/2012, que deve ser incorporado à Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

23. Entende-se que essa forma de contratação e faturamento é aderente ao uso do sistema pelo minigerador. A TUSDg para os subgrupos A3a, A4 e AS é baseada na hipótese simplificadora que as centrais geradoras não exportam capacidade para os níveis a montante, logo fazem uso apenas do sistema no mesmo nível de tensão da sua conexão, e assim a tarifa é construída considerando apenas os custos do sistema do respectivo nível de conexão¹⁰.

24. Nesse ponto é importante destacar que, apesar da aplicação da TUSDg, o consumidor com minigeração continua não fazendo jus aos descontos de fonte incentivadas, previstos na Lei nº 9.427/1996, que são destinados a geradores que operam comercialmente, mesmo que em regime de autoprodução. Segue trecho da Lei nº 9.427/1996 que trata da aplicação dos descontos aos geradores de capacidade reduzida, em que se destaca a destinação da energia gerada que faz jus ao benefício:

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 entrarem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016.

25. Por outro lado, ao se trazer o conceito de dupla contratação para sistemas de minigeração, é importante revisitar o procedimento de acesso e os cálculos realizados para definição do Encargo de Responsabilidade da Distribuidora (ERD) e da participação financeira do consumidor, referentes aos custos de acesso do minigerador à rede de distribuição. O cálculo do ERD e da participação financeira do consumidor são definidos nas Seções IX e X do Capítulo III da REN nº 414/2010. O que se observa é que a definição do ERD tem intrínseca relação com a TUSD fio B fora de ponta aplicável ao consumidor e com o MUSD a ser atendido ou acrescido, conforme equação a seguir:

$$ERD = (MUSD_{ERD} \cdot TUSDFioB_{FP}) \cdot 12 \cdot (1 - \alpha) \cdot \frac{1}{FRC}$$

em que α representa a relação entre os custos de operação e manutenção vinculados à prestação de serviço de distribuição e os custos gerenciáveis totais da distribuidora (Parcela B) e FRC é o fator de recuperação de capital, conforme definido na Seção X do Capítulo III da REN nº 414/2010.

26. A participação financeira do consumidor é a diferença positiva entre o custo da obra proporcionalizado – considerando-se o MUSD a ser atendido ou acrescido e a demanda disponibilizada pela obra – e o encargo de responsabilidade da distribuidora.

¹⁰ Mais detalhes da metodologia são encontrados nos documentos da AP nº 048, de 2014.

Pág. 8 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

27. Pela equação anterior observa-se que quanto maior a $TUSDFioB_{FP}$, maior é a participação da distribuidora nos custos das obras de acesso e, por consequência, menor é a participação do consumidor. A formulação do ERD tem como premissa que esses custos arcados pela distribuidora na ocasião do acesso serão a ela devolvidos ao longo dos ciclos de faturamento, via o pagamento da TUSD pelo consumidor – o que se caracteriza em uma espécie de pagamento parcelado dos custos de acesso, evitando que os demais acessantes paguem pelos custos de acesso de um novo acessante.

28. Diante da aplicação da TUSDg sobre o montante contratado para geração do minigerador, entende-se que o cálculo do ERD deve ser readequado. Caso o minigerador tenha um montante contratado para consumo e um montante contratado para geração, aos quais se aplicam tarifas de uso diferentes, o cálculo do ERD deve considerar o faturamento mensal do consumidor com geração (conforme modalidade de dupla contratação):

$$ERD = [(MUSDC_{ERD} \cdot TUSDFioB_{FP} + (MUSDg_{ERD} - MUSDC) \cdot TUSDgFioB] \cdot 12 \cdot (1 - \alpha) \cdot \frac{1}{FRC}$$

em que o $MUSDC_{ERD}$ e $MUSDg_{ERD}$ são os valores de MUSD destinados ao atendimento ou ao aumento de potência para fins de consumo e geração, respectivamente, $MUSDC$ é o montante total de potência contratada para o atendimento da carga e $TUSDgFioB$ é a componente Fio B da TUSDg.

29. Alternativamente à aplicação das regras de acesso de unidade consumidora aos sistemas com minigeração distribuída, poderia ser aventada a possibilidade de aplicação das regras de acesso de gerador – conexão rasa – conforme proposta do grupo CPFL. Nesse caso, os custos das obras de acesso até o ponto de conexão com a rede seriam assumidos pelo acessante, e a distribuidora seria responsável pelas obras necessárias em sua rede para receber aquele gerador. Ocorre que o gerador é autorizado a implantar e operar uma linha de interesse restrito até o ponto de conexão com a rede de distribuição, sendo um ativo do próprio gerador. Um consumidor não é autorizado a possuir uma linha de interesse restrito que perpassa terrenos que não são de sua propriedade, a não ser que tenha autorização expressa da ANEEL, a qual ocorre apenas sob algumas circunstâncias específicas. Outra questão a ser considerada é a situação em que o consumidor possui carga e geração. Restariam dúvidas de qual regra deveria ser aplicada. Diante dessas questões, o tratamento do acesso como gerador para sistemas de minigeração foi descartado, optando-se pela regra estabelecida na REN nº 414/2010, com as alterações aqui propostas.

30. A nova regra de contratação do uso da rede por minigerador distribuído foi incluída na minuta de texto da REN nº 482/2012, no Capítulo II – Do Acesso aos Sistemas de Distribuição, com o detalhamento do faturamento da demanda descrito no item 8 – Contratos. Além disso, a nova formulação para o cálculo do encargo de responsabilidade da distribuidora foi incluída no Art. 43 da REN nº 414/2010.

Pág. 9 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

31. Outro ponto que merece destaque quanto aos custos de acesso é a alocação dos custos adicionais do medidor bidirecional, que na regra vigente são alocados ao consumidor com minigeração distribuída. Na nova proposta, todos os custos relativos ao sistema de medição são de responsabilidade técnica e econômica da distribuidora, igualando ao tratamento atualmente conferido às unidades consumidoras com microgeração. Tal alteração está em linha com as regras atuais de medição, mantidas na proposta de revisão do Módulo 5 do PRODIST¹¹, que alocam à distribuidora os custos de medição e leitura dos sistemas de medição instalados em consumidores cativos, livres e especiais.

32. Adicionalmente, está sendo proposta uma alteração de forma no tema medição, retirando os dispositivos que tratam dos sistemas de medição da GD da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (item 7), de modo a transferi-los integralmente para o Módulo 5 do PRODIST.

➤ **Acesso de microgerador**

33. No caso de acesso de microgerador, apesar da existência de tarifas de uso aplicáveis a geradores conectados na baixa tensão, entende-se que as regras atualmente vigentes devem permanecer. Isso porque as unidades consumidoras do grupo B não possuem tarifa binômica nos moldes daquela estabelecida para unidades do grupo A. Ademais, a manutenção da regra atual se justifica pela maior simplicidade no faturamento de sistemas de geração de menor porte. Não há que se falar, portanto, em demanda contratada e o cálculo do ERD e da participação financeira do consumidor, quando existente, permaneceriam como é hoje, salvo pela alteração proposta no Art. 5º, §1º, da REN nº 482/2012, passando a valer a seguinte redação: *“Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora”*.

34. Essa mudança traz alterações apenas para sistemas de microgeração na modalidade de geração compartilhada, para os quais passa a ser aplicada a regra do §1º do Art. 5º.

➤ **Dispositivos de Seccionamento Visível (DSV)**

35. A Tabela 1 da seção 3.7 do PRODIST estabelece os requisitos mínimos do ponto de conexão da micro e minigeração distribuída e a versão vigente da nota (1) da referida tabela esclarece o conceito do “Elemento de desconexão” exigido para qualquer potência da central geradora *“Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores e minigeradores que se conectam à rede através de inversores, conforme item 4.4 desta Seção”*.

36. Por sua vez, o item 4.4 estabelece que *“Nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, os quais devem estar instalados em locais apropriados de fácil acesso, as proteções relacionadas na Tabela 1 podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeração distribuída”* (grifo nosso).

¹¹ Processo nº 48500.002309/2018-67.

Pág. 10 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

37. Tendo em vista a publicação da Norma Técnica GED-15303 da CPFL Energia - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica, na qual a distribuidora estabelece a exigência de novas funções no relé de proteção de instalações com minigeração distribuída e a exigência de que, nos acessos à rede de média tensão, o dispositivo de seccionamento seja visível, a ABGD¹² e a ABSOLAR¹³ questionaram junto à ANEEL a razoabilidade técnica e jurídica dessa norma técnica.

38. Inicialmente, é importante recordar que a Nota Técnica nº 22/2014-SRD/ANEEL¹⁴, que instruiu a decisão exarada no Despacho da SRD nº 720/2014, avaliou, com o auxílio da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), a necessidade de aplicação do DSV em instalações com geração distribuída. Por meio desse documento, a SRD concluiu que a versão original nota (1) da Tabela 1 da seção 3.7 do PRODIST deveria ser retificada para se harmonizar com item 4.4 da mesma seção. Portanto, a SRD concluiu à época que a aplicação desnecessária se aplicava apenas para instalações com microgeração distribuída.

39. Desse modo, a versão vigente da seção 3.7 do PRODIST define que redundâncias de proteção são desnecessárias para instalações com microgeração distribuída, ou seja, instalações com potência instalada de geração inferior a 75 kW. Para as demais instalações, não há vedação à instalação de redundância de proteções e sua aplicação dependerá da avaliação da distribuidora quanto às características e aos padrões de sua rede.

40. Contudo, considerando as questões técnicas e de segurança envolvidas no tema, assim como os impactos financeiros apontados pelas referidas associações, a SRD solicita o envio de contribuições sobre a necessidade de instalação do DSV em unidades consumidoras com minigeração distribuída, apontando as razões técnicas que suportam os argumentos favoráveis e contrários à regra vigente.

III. 3 – EXCEDENTE DE GERAÇÃO E PAGAMENTO DO CUSTO DE DISPONIBILIDADE

41. O texto atualmente em vigor para o inciso IV do Art. 7º da REN nº 482/2012 traz a seguinte definição relativa ao excedente de energia:

IV – o excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, exceto para o caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente é igual à energia injetada;

42. Já o texto vigente do inciso V do mesmo artigo estabelece que:

V – quando o crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo, não se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, aplicado aos consumidores do grupo B;

¹² Carta s/n, de 01/07/2019 (Documento SIC nº 48513.018254/2019-00).

¹³ Ofício nº 015/2019 (Documento SIC nº 48513.018394/2019-00).

¹⁴ Processo nº 48500.004924/2010-51.

Pág. 11 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

43. Observa-se que tratamento diferenciado é dado aos créditos de energia acumulados de ciclos de faturamento anteriores. Eles não podem ser utilizados para abater o custo de disponibilidade tendo em vista que o custo de disponibilidade será necessariamente pago pelo consumidor com geração própria. Já a definição do excedente de energia do mês corrente – diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida – acaba fazendo com que parte da energia injetada seja utilizada para abater o custo de disponibilidade, mesmo que o consumidor seja obrigado a pagar por essa franquia. Muitos consumidores ao longo dos anos de aplicação da REN nº 482/2012 alegaram que isso afeta o dimensionamento da planta de geração, que poderia ser otimizado para que a energia injetada seja integralmente utilizada no abatimento do consumo.

44. Entretanto, com a adoção da Alternativa 5, essa questão fica praticamente resolvida. Mesmo compensando toda a energia consumida (por meio da energia injetada ou de créditos de meses passados), o consumidor ainda terá que pagar pelas outras componentes da tarifa, o que, na grande maioria dos casos, supera o valor mínimo (em R\$) a ser faturado na unidade consumidora. Desse modo, sugere-se que a compensação seja limitada à integralidade do consumo no ciclo de faturamento.

III. 4 – GERAÇÃO COMPARTILHADA – POSSIBILIDADE DE OUTRAS FORMAS DE ASSOCIAÇÕES

45. Uma das grandes discussões desde a inclusão da modalidade geração compartilhada na REN nº 482/2012 foi relativa às formas de associações permitidas pela norma – apenas consórcios e cooperativas. Diversos questionamentos foram encaminhados à ANEEL no sentido de que a Agência permitisse outras formas de reunião de consumidores. Tais discussões também foram levantadas nas contribuições encaminhadas na AP nº 01/2019. Muitas contribuições enfatizaram a burocracia envolvendo a formação de consórcios e cooperativas, que foram concebidos para modelos de negócios distintos daquilo que se propõe a REN nº 482/2012. Ademais, há uma diferenciação de regras (e de complexidade) a depender da localidade em que tais associações são constituídas.

46. Diante dessas dificuldades, associadas ao fato de que a modalidade de geração compartilhada não faz jus às isenções de impostos federais e estaduais conferidas às modalidades que envolvem um único titular, observa-se um crescimento menos expressivo da geração compartilhada no país. Verifica-se uma migração de consumidores para a modalidade de autoconsumo remoto, mesmo em situações em que a modalidade de geração compartilhada é o modelo mais apropriado a ser utilizado – casos em que há reunião de consumidores para exploração de um empreendimento de geração.

47. 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.

Pág. 12 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

48. Na proposta levada para a Consulta Pública a ser instaurada, foi adicionada ao texto da norma, na definição da modalidade de geração compartilhada, a possibilidade de associação de consumidores por meio do Condomínio Voluntário, mas incentivam-se contribuições quanto a outras modalidades que atendam às premissas aqui colocadas.

49. Vale ressaltar que a Procuradoria Federal junto à ANEEL, por meio da Nota n. 00025/2016/PFANEEL/PGF/AGU¹⁵, já havia se manifestado sobre a inexistência de óbice jurídico à adesão ao sistema de compensação por Condomínios Voluntários regulados pelos artigos 1.314 e 1.326 do Código Civil, mas concluiu pela necessidade de alteração da REN nº 482/2012 para permitir outras formas de associações na modalidade de geração compartilhada (além de consórcios e cooperativas).

III. 5 – REGRAS E PRAZOS DE ACESSO DE MICRO E MINIGERAÇÃO

50. As regras e prazos para acesso de geração distribuída ao sistema de distribuição estão estabelecidas no Módulo 3 do PRODIST, seção 3.7. Descrevem-se a seguir as principais alterações propostas para aprimorar os procedimentos vigentes.

51. Inicialmente, foi estabelecido um prazo de 5 dias para a distribuidora notificar o consumidor sobre todos os documentos pendentes apresentados na solicitação de acesso, em que não há a análise do mérito nessa etapa, apenas um *check list* com a lista de documentos constantes dos Anexos II, III e IV da Seção 3.7, conforme a potência da central geradora.

52. Tal prazo foi estipulado para adequar a redação atual do item 2.4.5, em que consta a resposta imediata da distribuidora para o caso de haver falta de algum documento por parte do consumidor. Além de ser impreciso o uso do termo “imediatamente”, também o envio dos documentos ocorre por meio digital e há necessidade de definir um prazo para a resposta da distribuidora.

53. Outro ponto acrescentado foi um prazo de 30 dias para o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS ou outras distribuidoras apresentarem parecer técnico quando a distribuidora acessada solicitar análise do impacto da conexão da geração distribuída que extrapolem sua rede.

54. Com relação à solicitação de vistoria pelo acessante, o prazo vigente de 120 dias após a emissão do parecer de acesso pode acarretar incompatibilidade com os prazos estabelecidos no art. 34 da Resolução Normativa nº 414/2010 para a distribuidora executar obras para atendimento de solicitações de interessados.

55. Dessa forma, foi proposto um prazo de 60 dias para o consumidor solicitar a vistoria após a conclusão das obras de responsabilidade da distribuidora, sendo mantido o prazo original de 120 dias quando o parecer não indicar a necessidade de obras.

¹⁵ Documento nº 48554.000560/2017-00.

Pág. 13 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

56. Adicionalmente, no caso de ser necessária obra para melhoria ou reforço na rede para conexão de geração distribuída, foi incluído no item 8 (Contratos) um comando para obrigar a distribuidora a iniciar a execução da obra dentro do prazo pactuado no contrato específico de participação financeira do consumidor.

57. Outra modificação proposta no item de requisitos de projeto é a exigência de que ensaios de inversores por laboratórios internacionais sejam realizados considerando-se as características técnicas do sistema elétrico brasileiro (frequência, níveis de tensão, entre outras), de forma a garantir a adequada operação dos equipamentos sob essas condições.

58. Por fim, diante dos desafios técnicos para injeção de energia em redes reticuladas, solicitam-se contribuições em relação a possíveis soluções técnicas e tratamento regulatório a serem conferidos ao acesso de geração distribuída em redes do tipo Reticulado Dedicado. Essa foi uma recomendação do TCU à ANEEL, conforme Acórdão nº 1530/2019¹⁶.

III. 6 – PARTICIPAÇÃO DA COGERAÇÃO QUALIFICADA NO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

59. Atualmente, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelece em 50% a redução mínima a ser aplicada nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição de empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW 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 300.000 kW¹⁷. A ANEEL regulamentou o tema por meio da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004.

¹⁶ Documento SIC nº 48513.022137/2019-00.

¹⁷ Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar: (...)

§ 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. (...)

§ 1º-A Para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e, conforme regulamentação da Aneel, cogeração qualificada, 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 proveniente de tais empreendimentos, comercializada ou destinada à autoprodução, pelos aproveitamentos, desde que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 300.000 kW (trezentos mil quilowatts) e atendam a quaisquer dos seguintes critérios:

I – resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016; ou

II – venham a ser autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016

Pág. 14 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

60. Entretanto, a Lei nº 9.427/1996 sofreu alterações desde a sua criação. Foi por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, que foi incluída a possibilidade de se estabelecer o desconto de TUSD/TUST para empreendimentos enquadrados como cogeração qualificada. Constatou-se que não havia naquela oportunidade uma definição clara do que seria exatamente a figura do “cogerador qualificado”.

61. Essa Lei nº 10.438/2002 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).

62. Ou seja, tratava-se de cenário no qual havia recente escassez de energia e de projetos de infraestrutura que pudessem alavancar o setor (haja vista o apagão de 2001). Ademais, não se identificava naquela oportunidade que a inserção de energias renováveis não hídricas como a energia eólica ou solar se viabilizasse de tal sorte que passasse a representar parcela relevante na matriz elétrica nacional.

63. Assim, coube à ANEEL, inicialmente 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 essa questão. A REN 235/2006 estabelece critérios mínimos de eficiência energética para que usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis possam ser enquadradas como cogeração qualificada, o que por sua vez dá direito a esses geradores à concessão do desconto de 50% nas tarifas de TUSD/TUST (em se tratando de geração propriamente dita) ou ao enquadramento como Geração Distribuída, nos termos da Resolução Normativa nº 482/2012 (em se tratando de uma unidade consumidora).

64. Unidades consumidoras enquadradas como mini e micro geração com cogeração qualificada atualmente usufruem de incentivos tais como as demais fontes renováveis. Em geral, esse tipo de tecnologia utiliza o gás natural como combustível, o que, em princípio, pareceria um contrassenso ao uso das fontes renováveis. Entretanto, a cogeração é a produção sequencial e combinada de eletricidade e calor útil, na qual o resíduo de calor de um processo (que seria jogado fora) é aproveitado no processo seguinte. Essa produção combinada resulta num menor consumo de combustível, menor rejeição de calor ao ambiente e maior oferta de energia útil.

65. Nesse ponto, a cogeração age como redutora de emissões de gases de efeito estufa, ao mesmo tempo em que contribui para o aumento da oferta de energia elétrica. Esses atributos trazem a motivação para a inclusão da cogeração no grupo de incentivos das fontes renováveis pela Lei nº 10.438/2002.

66. Para a micro e a minigeração distribuída que são aplicáveis à geração de pequeno porte (hospitais, centros comerciais, shopping centers), infere-se que a Resolução Normativa nº 482/2012 contribui para a redução de custos de investimento no sistema de cogeração, especialmente os de paridade térmica, no qual a produção das utilidades segue a demanda do calor. Apesar disso, destaca-se que atualmente há apenas seis unidades consumidoras enquadradas como Cogeração Qualificada pela ANEEL¹⁸ no ambiente da Geração Distribuída, correspondendo a 3.913 kW de potência total instalada.

¹⁸ Consultado em 24/9/2019: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp.

Pág. 15 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

67. Assim, diante dos atributos positivos desse tipo de geração, optou-se por mantê-la no rol de elegíveis a participarem do Sistema de Compensação.

III. 7 – COMERCIALIZAÇÃO DO EXCEDENTE DE GERAÇÃO DA MICRO E MINIGERAÇÃO

68. A ABRACEEL encaminhou contribuição propondo a criação de um mecanismo, adicional ao sistema de compensação de energia, que permita ao consumidor (inclusive o residencial) comercializar o excedente de energia gerada pela micro ou pela minigeração. Nesse mecanismo, o abatimento do consumo via sistema de compensação se daria até o consumo mensal da unidade consumidora, e o excesso de geração a cada mês poderia ser comercializado no mercado livre, por intermédio de um comercializador varejista.

69. Na proposta encaminhada pela Associação, os dados de medição seriam enviados à CCEE pela distribuidora local (que, nesse caso, é o agente de medição) via Unidade Central de Coleta de Medição (UCM) e os custos associados ao envio desses dados seriam alocados ao consumidor – apesar de os custos de adaptação do sistema de medição permanecerem com a distribuidora. A energia excedente comercializada no mercado livre estaria submetida às regras e procedimentos de comercialização e sobre ela incidiriam os tributos federais e estaduais (não se aplicando a isenção conferida à energia compensada via *net metering*).

70. Foram também recebidas algumas contribuições na AP nº 01/2019 relativas a esse ponto, a exemplo da contribuição da Cogen, que sugere forma de operacionalizar a comercialização de excedentes.

71. 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.

72. 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.

73. 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.

Pág. 16 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

III. 8 – RESPEITO AOS LIMITES DA NORMA (TENTATIVAS DE DIVISÃO) E SIMPLIFICAÇÃO NOS TERMOS

74. A respeito de tentativas de divisão de centrais de geração em unidades de menor porte, 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 e de minigeração distribuída, seja para assegurar o pagamento de demanda do Grupo A ou para evitar que grandes centrais geradoras tentem se enquadrar como micro ou minigeração. Dessa forma, a norma não permite a divisão de uma central geradora em centrais de menor porte que resulte na alteração do enquadramento como minigeração distribuída para o enquadramento como microgerações distribuídas, assim como na alteração de uma condição de não enquadramento para uma condição de enquadramento na norma.

75. Em relação a esse aspecto, questionou-se na Consulta Pública se seria possível que a norma previsse critérios mais objetivos de identificação das tentativas de divisão. Foram apresentadas três contribuições com propostas de critérios para identificação de tentativas de divisão. A AES Tietê propôs determinar que sistemas de minigeração devam ser conectados apenas em rede primária. A CEB sugeriu criar limites de potência instalada por titular de unidade consumidora em cada subconjunto elétrico da distribuidora. A CEEE recomendou a adoção de um critério objetivo mínimo, defendendo que os limites definidos no artigo 2º, incisos I e II da REN nº 482/2012, sejam limitados por caminho elétrico (uma mesma subestação fonte). Além da aplicação desse critério, permanecem os procedimentos vigentes.

76. Ao longo da vigência da REN nº 482/2012 observou-se formas variadas de tentativa de enquadramento de minigeração nos limites de microgeração (de modo a se evitar o pagamento da demanda contratada), bem como tentativas de divisão de grandes centrais para enquadramento como minigeração. A ANEEL recebeu, em mais de uma ocasião, questionamentos de como deveria ser efetuada uma divisão para fins de atendimento aos limites da norma.

77. Ou seja, a variedade de formas de tentativa de divisão imputa muitas dificuldades no estabelecimento de regras objetivas que busquem evitar esse tipo de estratégia. Dessa forma, optou-se por manter na minuta da norma o texto vigente, sendo a análise feita a cada caso concreto, com a distribuidora desempenhando o papel de identificar os casos que vão contra os preceitos da REN nº 482/2012. Todavia, são incentivadas contribuições relativas à inclusão de regras objetivas para tratar desse ponto.

III. 9 – ALOCAÇÃO DE CRÉDITOS EM DIFERENTES ÁREAS DE CONCESSÃO

78. Em todas as modalidades previstas para a micro e minigeração distribuída, a alocação ou a utilização dos créditos é restrita à área de atuação de uma única distribuidora, na qual a energia excedente é compensada.

Pág. 17 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

79. No âmbito da Consulta Pública nº 10/2018, o Grupo Neoenergia citou dois casos em que pode existir a necessidade da alocação de créditos em diferentes áreas de concessão. O primeiro é quando a geração está localizada em áreas de fronteira e seu atendimento é feito a título precário, e os créditos poderiam ser alocados na distribuidora que não atende a área de concessão onde essa geração está localizada.

80. O segundo caso, que também foi descrito pela Secretaria do Estado de São Paulo, é quando várias distribuidoras atendem um mesmo estado da Federação, assim, é possível que um consumidor possua unidades consumidoras em áreas distintas de concessões, embora em um mesmo estado, o que também implica nas mesmas dificuldades para a alocação de créditos.

81. O grupo Neoenergia entende que não deve ser permitida a alocação de créditos entre distribuidoras, já a Secretaria do Estado de São Paulo considera que deveria ser permitida a alocação de créditos dentro de uma mesma Unidade Federativa.

82. A atual restrição da alocação dos créditos em uma mesma área de concessão é justificável devido a questões jurídicas e técnicas. Do ponto de vista jurídico, faz parte da atividade da distribuidora o faturamento de seus consumidores, inclusive, o controle dos créditos advindos da geração distribuída. Por outro lado, não há previsão no arcabouço regulatório para a operacionalização de créditos advindos de consumidores com os quais a concessionária não possui relação contratual.

83. Outro problema que passará a existir com a alocação de créditos em diferentes áreas de concessão é a destinação de todos os potenciais benefícios da geração remota para a distribuidora que possuir a conexão (principalmente, o pagamento pela demanda contratada) e o principal custo, que é a redução do mercado, para a distribuidora que terá que alocar os créditos.

84. Essa alocação diferenciada entre benefícios e custos poderá ser acentuada com a construção de geradores em locais atendidos por distribuidoras com menores tarifas, e a utilização dos créditos em locais com tarifas mais elevadas.

85. A distribuidora onde os créditos foram gerados reduziria sua necessidade de suprimento de energia, e teria potenciais reduções de perdas e melhorias nos perfis de tensão, contribuindo para a modicidade tarifária.

86. Por outro lado, a distribuidora que concederia os créditos à unidade consumidora sem GD teria redução de seu mercado consumidor sem a contrapartida da redução da compra de energia. Para reequilibrar a situação, os custos seriam repassados para a tarifa, impactando todos os consumidores dessa área de concessão.

87. Dessa forma, seria criado uma alocação ineficiente entre diferentes áreas de concessão, em que os consumidores da distribuidora onde os créditos foram alocados pagariam pelos benefícios percebidos pelos consumidores da distribuidora onde a energia foi injetada.

Pág. 18 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

88. Para mitigar esse problema, deveria haver, dentre outros ajustes, a transferência de recursos financeiros entre as distribuidoras, observadas as diferenças entre os preços médios de compra de energia de cada empresa.

89. Contudo, não são previamente conhecidas as repercussões tributárias relativas a esta operação de transferências de recursos financeiros ou de “crédito de energia” entre distribuidoras, o que dependeria de interação com os fiscos federal (PIS/COFINS) e estaduais (ICMS), a quem compete a interpretação tributária, inclusive quanto à manutenção e a extensão da isenção hoje vigente em caso da revisão do modelo atual.

90. Adicionalmente, vislumbra-se o aumento da complexidade do faturamento e controle dos créditos gerados em uma distribuidora e utilizados em outra. Além da possibilidade de haver descasamento entre os ciclos de faturamento de onde a energia foi injetada para o local em que eles seriam utilizados, novos procedimentos teriam que ser estabelecidos para padronizar a troca de informações entre as distribuidoras, incluindo o tratamento a ser dado para erros de medição e faturamento. Todavia, entende-se que essas complexidades são contornáveis.

91. Mais um ponto a ser avaliado é o aumento da complexidade para a previsão do mercado das distribuidoras e, conseqüentemente, uma maior exposição na contratação de energia (sobrecontratação/subcontratação), tendo em vista que a distribuidora não tem informações sobre a geração distribuída conectada em outra distribuidora, assim como não consegue prever a exportação de créditos para outras áreas de concessão.

92. Para evitar alocação ineficiente de custos é importante que o agente causador dos custos, seja responsabilizado por esses custos. Assim, o consumidor que optasse pela utilização de créditos de uma geração remota em outra área de concessão deveria arcar com os custos adicionais dessa operação (custos envolvendo a operacionalização desse modelo, além de impostos, tributos) bem como com a diferença de tarifa (positiva ou negativa) entre as duas distribuidoras. Ademais, como se trata de uma operação envolvendo três agentes, seria importante a definição de um contrato padrão entre as duas distribuidoras e o responsável pelas unidades consumidoras.

93. A Tabela 3 resume os principais argumentos a favor e contrários levantados nesta Nota Técnica a essa proposta:

Tabela 3 - Principais vantagens e desvantagens à compensação de créditos entre áreas de concessões distintas.



94. Desse modo, diante das dificuldades apontadas para a alocação de excedentes de energia entre unidades consumidoras atendidas por diferentes distribuidoras, optou-se por não contemplar essa possibilidade no texto da REN nº 482/2012. No entanto, o texto da norma foi alterado para contemplar os casos de atendimento precário, possibilitando o uso do excedente de energia em unidades consumidoras **atendidas pela mesma distribuidora** (retirando-se o termo “dentro da mesma área de concessão ou permissão”).

III. 10 – DAS CENTRAIS GERADORAS HIDRELÉTRICAS DE CAPACIDADE REDUZIDA

95. Cabe reforçar que a instalação das Centrais Hidrelétricas de Capacidade Reduzida deve respeitar o estabelecido nos §§ 1º e 3º do art. 8º da Lei nº 9.074/1995:

Art. 8º O aproveitamento de potenciais hidráulicos e a implantação de usinas termoelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

§ 1º Não poderão ser implantados aproveitamentos hidráulicos descritos no caput que estejam localizados em trechos de rios em que outro interessado detenha Registro Ativo para desenvolvimento de Projeto Básico ou Estudo de Viabilidade no âmbito da Aneel, ou ainda em que já haja aproveitamento outorgado.

§ 2º No caso de empreendimento hidroelétrico igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) construído em rio sem inventário aprovado pela Aneel, na eventualidade de o empreendimento ser afetado por aproveitamento ótimo do curso de água, não caberá qualquer ônus ao poder concedente ou à Aneel.

§ 3º Os empreendimentos hidroelétricos de potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) deverão respeitar a partição de quedas aprovada no inventário do respectivo rio.

Pág. 20 da Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA ANEEL, de 07/10/2019

96. Ou seja, esse artigo veda a instalação desses empreendimentos em trechos de rios em que outro interessado detenha registro ativo para desenvolvimento de projeto básico ou estudo de viabilidade, onde haja aproveitamento outorgado, ou em cursos d'água onde haja partição de quedas definida em inventário aprovado.

97. Diante da Lei nº 12.334, de 20 de setembro de 2010, que trata da segurança de barragens, as unidades consumidoras que geram energia a partir de usinas hidrelétricas de capacidade reduzida têm responsabilidade sobre as barragens construídas, cabendo a elas declarar as informações necessárias a respeito à ANEEL, durante o processo de ligação com a concessionária de distribuição.

98. A obrigatoriedade de apresentar as informações necessárias à ANEEL também se aplica às unidades consumidoras já existentes bem como as novas instalações que utilizam esse tipo de energia para o Sistema de Compensação de Energia. Tal obrigatoriedade foi incluída no texto da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (itens 2.4.4.1 e 2.4.4.3), tornando-se requisito para participação da central geradora no Sistema de Compensação de Energia.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

99. 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;
- 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

100. Conclui-se pela necessidade de revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, conforme já previsto desde 2015 (art. 15 da REN nº 482/2012), de modo a assegurar que o mercado de micro e minigeração distribuída se desenvolva de forma sustentada e saudável, sem alocação ineficiente de recursos e em benefício de toda a sociedade.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

101. Recomenda-se a instauração de Consulta Pública, no intuito de receber contribuições da sociedade para a nova redação das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída (propostas de alteração na REN nº 482/2012, na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST e, no que couber, na REN nº 414/2010).

(Assinado digitalmente)

DAVI RABELO VIANA LEITE
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

MARCO AURÉLIO LENZI CASTRO
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS
Especialista em Regulação – SRD

(Assinado digitalmente)

DIEGO LUIS BRANCHER
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)

FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)

ROBSON KUHN YATSU
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)

VICTOR QUEIROZ OLIVEIRA
Especialista em Regulação – SRM

(assinado digitalmente)

FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente Adjunto – SRG

(Assinado digitalmente)

GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA
Especialista em Regulação – SRG

(Assinado digitalmente)

VITOR CORREIA LIMA FRANÇA
Especialista em Regulação – SCG

(Assinado digitalmente)

JORGE AUGUSTO LIMA VALENTE
Especialista em Regulação – SMA

De acordo:

(Assinado digitalmente)

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição

(Assinado digitalmente)

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

(Assinado digitalmente)

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

(Assinado digitalmente)

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração

(Assinado digitalmente)

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente de Concessões e Autorizações de Geração

(Assinado digitalmente)

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