



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Gabinete do Ministro
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, 8º andar, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5041 / gabinete@mme.gov.br

Ofício nº 242/2024/GM-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

A Sua Excelência o Senhor
Deputado **LUCIANO BIVAR**
Primeiro-Secretário da Câmara dos Deputados
70160-900 Brasília/DF

Assunto: Requerimento de Informação nº 938/2024.

Senhor Primeiro-Secretário,

1. Faço referência ao Ofício 1ªSec/RI/E/nº 84, de 13 de maio de 2024, da Câmara dos Deputados, o qual Vossa Excelência encaminha o **Requerimento de Informação nº 938/2024**, de autoria da **Comissão de Minas e Energia - CME**, por meio do qual *"Reitera solicitação de informações ao Ministro de Minas e Energia, Sr. Alexandre Silveira, acerca da memória de cálculo dos estudos técnicos que embasaram a instituição dos parágrafos 2º e 3º, no art. 73 da REN 1.000/2023, bem como da quantidade de notificações ou reclamações encaminhadas pelas Concessionárias ou Distribuidoras de energia à ANEEL"*.

2. A esse respeito, encaminho a Vossa Excelência os seguintes documentos com esclarecimentos sobre o assunto:

I - Despachos SNEE (SEI nº 0885365 e nº 0899538), de 18 de abril e 17 de maio de 2024, respectivamente, da Secretaria Nacional de Energia Elétrica;

II - Despacho CGDE (SEI nº 0884656), de 12 de abril de 2024, do Departamento de Políticas Setoriais, da Secretaria Nacional de Energia Elétrica;

III - Ofícios nº 24/2024-AID/ANEEL (SEI nº 0884654) e nº 60/2024-AID/ANEEL (SEI nº 0900788), da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL; e

IV - Nota Técnica nº 76/2023-STD/STR/ANEEL (SEI nº 0884731), da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Atenciosamente,

ALEXANDRE SILVEIRA
Ministro de Estado de Minas e Energia



Documento assinado eletronicamente por **Alexandre Silveira de Oliveira**,

Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

Ofício 242 (0903674)

SEI 48300.000355/2024-26 / pg. 1

2430277



Ministro de Estado de Minas e Energia, em 28/05/2024, às 08:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0903674** e o código CRC **C211793F**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48300.000355/2024-26

SEI nº 0903674



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

Ofício 242 (0903674)

SEI 48300.000355/2024-26 / pg. 2

2430277

OFÍCIO Nº 24 /2024-AID/ANEEL

Brasília, 19 de fevereiro de 2024.

Ao Senhor
Raphael Ehlers dos Santos
Chefe da Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos
Ministério de Minas e Energia – MME
Brasília – DF

Assunto: Ofício nº 31/2024/ASPAR/GM-MME, de 09/02/2024. Requerimento de Informação nº 3.206/2023 - Processo nº 48300.001967/2023-55

Senhor Chefe da Assessoria,

1. Reportamo-nos ao Ofício em epígrafe, por meio do qual esse Ministério encaminha o Ofício 1ª Secretaria/RI/E/nº 579, de 07 de fevereiro de 2024, da Câmara dos Deputados, com o Requerimento de Informação nº 3.206/2023, de autoria do Deputado Rodrigo de Castro (União-MG), Presidente da Comissão de Minas e Energia, que requer “informações acerca da memória de cálculo dos estudos técnicos que embasaram a instituição dos § 2º e §3º no art. 73 da REN 1.000/2023 bem como a quantidade de notificações ou reclamações encaminhadas por Distribuidoras ou Concessionárias a ANEEL.”
2. Sobre o assunto, esclarecemos inicialmente que o processo de aprimoramento das regras relativas à conexão de micro e minigeração distribuída foi objeto de amplo debate com a sociedade, tendo contado com uma Consulta Pública (CP nº 51/2022), que recebeu contribuições entre 04 de novembro e 19 de dezembro de 2022, e com uma Audiência Pública (AP nº 15/2022) realizada em 8 de dezembro de 2022.
3. O tema da análise de fluxo reverso foi apresentado antes da abertura da Consulta Pública, por meio da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022, com os seguintes fundamentos:

54. Conceitualmente, as conexões de geração distribuída, por estarem junto à carga ou o mais próximo possível da carga, podem trazer benefícios ao sistema, a exemplo da redução das perdas e dos investimentos em linhas de transmissão quando comparadas aos sistemas de geração centralizada. A Lei nº 14.300/2022 manteve esse conceito, ao definir a micro e a minigeração distribuída como sendo a geração conectada à rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras. Ou seja, a lei estabeleceu o princípio de que a microgeração ou a minigeração distribuída diferenciam-se dos demais geradores pelo fato de estarem perto de carga. Com isso, a definição não diz respeito apenas

2430277

SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel: 55 (61) 2197-8600

Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

Documento assinado digitalmente.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

Para conferir a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação CF42326500790680

P. 2 do OFÍCIO Nº 24/2024 – AID/ANEEL, de 19/02/2024.

a condições comerciais da energia injetada, mas também à condição especial de o fluxo energético e os impactos da injeção desses geradores limitar-se às redondezas elétricas.

55. Entretanto, quando esse princípio é quebrado e há excesso de geração distribuída em determinado local, para além da capacidade do sistema elétrico e/ou da necessidade do mercado, podem surgir problemas técnicos como o desbalanceamento de fases, elevação da tensão em regime permanente (ultrapassando os limites adequados estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST), danos aos transformadores devido às constantes mudanças de tapes, alterações no fator de potência, distorções na qualidade de energia, redução da vida útil dos ativos, a inversão do fluxo de potência nos transformadores de distribuição, dentre outros.

56. Tais problemas, se não tratados ou evitados, podem inviabilizar a coordenação e operação do sistema de proteção e a regulação de tensão, e mesmo aumentar as perdas técnicas, tendo grande potencial de causar danos ao sistema elétrico de distribuição ou a outras instalações e equipamentos elétricos. Há também problemas de ordem econômica, uma vez que o excesso de geração enseja investimentos em rede para receptionar uma geração que, por definição, deveria estar próxima da carga, representando ineficiência alocativa em desacordo com o art. 7º do Decreto nº 2.655/1998 por representar uso não racional dos recursos energéticos.

57. Com a REN nº 1.000/2021, todos os estudos, inclusive para conexão de micro e minigeração distribuída, passaram a ser de responsabilidade da distribuidora, conforme parâmetros estabelecidos nos arts. 72 e 73. Feitos os estudos após o recebimento do pedido de conexão e, na ocorrência de problemas relacionados à presença da geração distribuída, a distribuidora deve, conforme minuta proposta, oferecer ao consumidor pelo menos uma das seguintes alternativas:

- a) conexão em nível de tensão diferente do previsto no inciso I do caput do art. 23, apresentando quais seriam as alternativas;
- b) limitação da injeção de energia, informando o máximo admissível que será reconhecido para fins do SCEE, o que deve ser pactuado em contrato;
- c) limitação ou interrupção da injeção de energia em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica, informando o que será reconhecido para fins do SCEE, o que deve ser pactuado em contrato e no acordo operativo, exclusivamente no caso de minigeração distribuída;
- d) alteração do ponto de conexão, apresentando qual seria a alternativa para a conexão, exclusivamente no caso de minigeração distribuída nas modalidades autoconsumo remoto ou geração compartilhada; ou e) uso de funcionalidades nos dispositivos de interface com a rede que garantam que os impactos decorrentes da geração não acarretem os problemas mencionados.

58. Importante ressaltar que as alternativas de “c” e “d” acima expostas serão aplicadas exclusivamente para minigeração distribuída.



P. 3 do OFÍCIO Nº 24/2024 – AID/ANEEL, de 19/02/2024.

59. Trata-se de uma metodologia, ainda que simplificada, baseada no conceito de “hosting capacity” ou capacidade de hospedagem, ou seja, a avaliação da quantidade máxima de geração distribuída que pode ser suportada pela rede de distribuição sem prejudicar o sistema e o atendimento aos demais usuários. Esse tratamento presente na minuta, relacionado ao “hosting capacity”, deve ser aprimorado no futuro, na medida em que se ampliar a participação e a penetração da microgeração e minigeração distribuída.

60. Observa-se que em alguns países, a exemplo da Austrália, passou a ser obrigatório o uso de inversores eletrônicos inteligentes¹, que podem ser despachados pela distribuidora local no sentido de, dinamicamente, ajustar o nível de injeção da geração ao sistema de distribuição. Outra solução presente em países como a Alemanha, Itália e Japão é a própria geração distribuída atuar na regulação da tensão, por meio de controle Volt/VAr existente nos inversores. Tais soluções foram contempladas na minuta como opções do consumidor, e também podem ser adotadas no âmbito de sandboxes, de modo a subsidiar a evolução da regulação.

4. As questões relativas à inversão do fluxo de potência foram objeto de 20 contribuições na CP (contribuições de nº 119 a 138 do Relatório de Análise de Contribuições Referente à Consulta Pública Nº 51/2022, anexo à Nota Técnica nº 0002/2023-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL²). A avaliação de cada uma das contribuições recebidas está individualmente apresentada no Relatório de Análise de Contribuições e a Nota Técnica nº 0002/2023-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL apresenta uma análise conjunta do que foi recebido, conforme transcrito abaixo:

57. A proposta submetida à CP nº 51/2022 propôs incluir no art. 82 tratativa para o problema de excesso de geração distribuída, para além da capacidade do sistema elétrico e/ou da necessidade do mercado. A metodologia contemplada na minuta foi baseada no conceito de “hosting capacity” ou capacidade de hospedagem, ou seja, a avaliação da quantidade máxima de geração distribuída que pode ser suportada pela rede de distribuição. Buscou-se não apenas preservar o conceito de que a geração distribuída, por estar junto à carga ou o mais próximo possível, pode trazer benefícios ao sistema, como também assegurar, dentre outros, os objetivos previstos no art. 7º do Decreto nº 2.655/1998, de utilização racional dos sistemas e de minimização dos custos de ampliação.

¹ Os inversores instalados a partir de dezembro de 2021 devem atender aos novos requisitos técnicos estabelecidos na Australian Standard AS 4777.2:2020

² Documento disponível em https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=48388&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp.



P. 4 do OFÍCIO Nº 24/2024 – AID/ANEEL, de 19/02/2024.

58. Da parte das distribuidoras, as principais contribuições para aprimoramento da proposta foram para: (i) incluir violação de qualquer indicador de qualidade; (ii) evitar o fluxo reverso no disjuntor do alimentador e em reguladores; (iii) incluir degradação da flexibilidade operativa da rede; (iv) permitir o indeferimento do pedido de conexão; (v) atribuir aos consumidores o custo integral de implantação das alternativas; (vi) inclusão de sistemas de armazenamento; (vii) retirar a possibilidade de o consumidor reduzir a potência injetável; e (viii) escolha da alternativa na aprovação do orçamento de conexão.

59. Da parte das entidades que representam o segmento de geração distribuída, as principais contribuições foram para: (i) maior transparência na análise da distribuidora; (ii) definir o mínimo de 3 alternativas para estudo; (iii) melhorar a redação; (iv) inclusão de alternativa de estudos para melhorias ou reforços na rede; (v) atribuição de custos por metodologia de participação financeira; (vi) inclusão de sistemas de armazenamento; (vii) não aplicação para geração distribuída já instalada ou que já protocolou o pedido de conexão; (viii) não aplicação para microgeração distribuída até 50 kW; (ix) aplicação da redução dinâmica de injeção apenas para usinas despacháveis; e (x) permitir que o consumidor apresente estudos alternativos.

60. Após análise das contribuições, avaliou-se haver consenso para a manutenção da proposta apenas para os casos de inversão do fluxo, que representa, efetivamente, excesso de geração. As contribuições para ampliar a aplicação do dispositivo para qualquer impacto sistêmico (nível de tensão, qualidade, restrições operativas, etc.) ou para atribuir responsabilidade financeira exclusiva para o consumidor não foram aceitas, pois não só contrariam o marco legal da Lei nº 14.300/2022 como poderiam inviabilizar a conexão da geração distribuída. Assim, caso não ocorra a inversão do fluxo de potência, eventuais impactos causados pela instalação de geração distribuída devem ser tratados de forma semelhante à conexão de uma carga, ou seja, observados os critérios de responsabilidade e de participação financeira quando houver necessidade de execução de obras.

61. O texto aprimorado pelas contribuições foi deslocado do art. 82 para os arts. 69, 73 e 83, e passou a contemplar, em resumo, a obrigação da distribuidora de, ao elaborar o orçamento, realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem a inversão de fluxo de potência, a exemplo de: I - reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga; II - definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída; III - conexão em nível de tensão superior ao disposto no inciso I do caput do art. 23; IV - redução da potência injetável de forma permanente; V - redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica;

62. Segundo a nova proposta, as opções podem ser adotadas individualmente ou em conjunto e, as que incluírem obras de responsabilidade da distribuidora, devem ser submetidas às regras de custeio e de participação financeiras já previstas na REN nº 1.000/2021. Nas opções relacionadas à redução da potência injetável, os custos de implantação nas instalações do consumidor são de sua responsabilidade. Ao aprovar o orçamento de conexão, o consumidor escolhe a opção viável e indica



P. 5 do OFÍCIO Nº 24/2024 – AID/ANEEL, de 19/02/2024.

se implementará medidas para redução da potência injetável, inclusive a instalação de sistemas de armazenamento.

63. Acatando as contribuições para maior transparência, propõe-se que o estudo da distribuidora que indicar a ocorrência do fluxo reverso deverá fazer parte do orçamento de conexão, bem como a análise de todas as alternativas e a indicação das responsabilidades em cada caso.

5. O texto aprovado pela Diretoria Colegiada estabelece então novas regras de conexão a serem seguidas nos casos em que seja detectada, pela distribuidora, uma inversão no fluxo de potência causada pela microgeração ou minigeração distribuída – MMGD. Nesses casos, o orçamento deve conter (art. 69, § 4º e art. 73, § 2º) o estudo que apresente a “análise e demonstração da inversão do fluxo”, bem como a análise de todas as alternativas estudadas pela concessionária (devendo ser consideradas, no mínimo, as cinco alternativas definidas no art. 73, § 1º).

6. As alternativas dispostas no regulamento trazem uma flexibilização ao processo tradicional de conexão, que considerava sempre o pior cenário de análise para elaboração das obras de conexão, permitindo que o uso da rede pelos consumidores possa ser mais otimizado. Essa prática está alinhada com diversas outras práticas internacionais de conexão de geração distribuída.

7. No caso da Austrália, por exemplo, os inversores instalados a partir de dezembro de 2021 devem atender aos requisitos técnicos estabelecidos na *Australian Standard AS 4777.2:2020*, sendo obrigatório o uso de inversores eletrônicos inteligentes, que podem ser despachados pela distribuidora local no sentido de, dinamicamente, ajustar o nível de injeção da geração ao sistema de distribuição.

8. Na mesma linha, no Japão, as regras aplicáveis a sistemas de geração distribuída fotovoltaica preveem que “os projetos de energia solar em qualquer área do Japão para os quais seja celebrado um acordo de ligação à rede após 1 de abril de 2021 estão sujeitos a **controle de geração sem restrições e compensação**” (grifo nosso, tradução livre)³.

9. Esse tipo de conexão de MMGD com limitações de injeção em alguns dias ou horários pode acontecer também na Nova Zelândia. A página na internet da *Electricity Authority* esclarece que “os sistemas de energia solar podem sobrecarregar as linhas de energia. Você precisará entrar em contato e trabalhar com sua empresa de linhas locais, que irá aconselhá-lo sobre as regras de conexão de rede. [...] Normalmente **eles exigem um**

³ Conforme informações disponíveis em <https://law.asia/renewable-energy-regulations-japan/>.

P. 6 do OFÍCIO Nº 24/2024 – AID/ANEEL, de 19/02/2024.

inversor com a função de ser desligado remotamente no caso de uma situação de sobrecarga” (grifo nosso, tradução livre)⁴

10. A elevação da penetração da geração distribuída, com a consequente inversão nos padrões de fluxo de potência, tem igualmente sido debatida na Europa. O Conselho Europeu de Reguladores de Energia – CEER recentemente publicou um documento denominado *CEER Paper on Alternative Connection Agreements*⁵ em que alerta que:

“Uma proporção significativa de FER⁶ intermitentes, especialmente fotovoltaicas, está ligada à rede de distribuição, que não foi originalmente concebida para acomodar estes tipos de padrões de fluxo. [...] a diferença entre a capacidade de rede disponível e os pedidos de ligação aumentou recentemente significativamente e espera-se que continue a crescer. [...] Como resultado, em cada vez mais casos, o acesso de terceiros à rede de transmissão ou distribuição [...] não pode ser concedido (seja para demanda ou geração, ou uma mistura deles) devido à falta da capacidade da rede. [...] Agora que o problema está se tornando mais generalizado, os reguladores podem querer facilitar acordos de conexão alternativos como uma ferramenta para lidar com o congestionamento da rede.” (tradução livre)⁷.

11. Dessa forma, o arcabouço regulatório brasileiro, sobretudo no que tange ao art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021, está alinhado às práticas internacionais de otimização do uso das redes com elevada penetração de geração distribuída, buscando solucionar eventuais problemas causados pelo excesso de geração em determinado local.

12. Importa ainda destacar que os aprimoramentos regulatórios trazidos pela REN nº 1059/2023 foram fruto, além das experiências internacionais supracitadas, de dificuldades identificadas e apontadas internamente no Brasil por meio dos órgãos de estudo, planejamento e operação (EPE e ONS) e de insumos de outros agentes do setor.

⁴ Tradução livre do original em inglês disponível em <https://www.ea.govt.nz/your-power/solar-power/>: “Solar power systems can overload power lines. You will need to contact and work with your local lines company who will advise you of their network connection rules. [...] Typically they require an inverter with the function to be remotely turned off in the event of an overpower situation”.

⁵ Documento disponível em <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/e473b6de-03c9-61aa-2c6a-86f2e3aa8f08>.

⁶ FER – Fontes de Energia Renováveis.

⁷ Tradução livre do original em inglês: “A significant proportion of intermittent RES, especially PV, is connected to the distribution network, which was not originally designed to accommodate these kinds of flow patterns. [...] the gap between available network capacity and connection requests has recently widened significantly and is expected to grow further. [...] As a result, in more and more instances, third-party access to the transmission or distribution network [...] cannot be granted (be it for demand or generation, or a mixture thereof) because of a lack of network capacity. [...] Now that the problem is becoming more widespread, regulators might want to facilitate alternative connection agreements as a tool for dealing with grid congestion.”



P. 7 do OFÍCIO Nº 24/2024 – AID/ANEEL, de 19/02/2024.

13. Ainda em 2020, o Relatório da Empresa de Pesquisa Energética EPE-DEE-RE-064/2020-rev0⁸ apresentou estudos para a expansão da transmissão na região norte de Minas Gerais, com análise técnico-econômica de alternativas, e considerou o crescimento da microgeração e minigeração distribuída na região, nos seguintes termos:

“A partir de 2019, no entanto, a EPE passou a observar dois movimentos acentuados do mercado de geração solar fotovoltaica que viriam a ter um grande impacto regional: [...] (ii) crescimento exponencial de projetos de geração distribuída, que embora tenha ocorrido em todo o país, ganhou contornos muito particulares em Minas Gerais, em especial na região Norte do estado. [...] o ritmo de concretização dos projetos centralizados e distribuídos é um fato que não se pode ignorar e que levanta discussões importantes sobre alocações de custos, riscos, e sustentabilidade dos ambientes de contratação livre e regulado.”

14. Nesse estudo, a EPE analisa o crescimento da geração distribuída, considerando que “verifica-se um crescimento vertiginoso, com uma projeção de cerca de 11 GW de potência instalada no SIN, em 2029”. Atualmente, já se encontram instalados e em operação mais de 27 GW provenientes de micro e minigeração distribuída⁹. Ou seja, o montante de GD verificado no início de 2024 já é 145% superior àquele previsto pela EPE para 2029, e cujo valor de crescimento já era considerado pelo Planejador como “vertiginoso”.

15. As preocupações com a influência da geração distribuída que, por meio de fluxo reverso na rede de distribuição, pode causar impactos na transmissão, foram também ressaltadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, por meio do relatório ONS DTA-2022-PT-0081-R0, de dezembro de 2022¹⁰. Nesse documento, o Operador analisa o “impacto no sistema de transmissão decorrente da conexão de um conjunto de acessantes de minigeração distribuída nas SEs 13,8 kV Capinópolis, Centralina, Ituiutaba, Prata 1, Prata 2 e Tupaciguara 2” e conclui que, do ponto de vista do sistema de transmissão, “não há capacidade remanescente para o escoamento de novas plantas de geração com conexão no sistema de distribuição da CEMIG-D na região do Triângulo Mineiro, especialmente devido ao problema de sobrecarga nos transformadores”.

⁸ Documento disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-548/EPE-DEE-RE-064-2020-rev0_Expansao-Capacidade-Transmissao-Regiao-Norte-MG_Socioamb.pdf.

⁹ Dados do [Sistema de Geração Distribuída – SISGD da ANEEL](#), acessado em 16/02/2024.

¹⁰ “Parecer técnico sobre o impacto no sistema de transmissão decorrente da conexão de novas plantas de geração distribuída na região de Araporã, Capinópolis, Ituiutaba, Prata, Uberlândia e Tupaciguara – MG.”



P. 8 do OFÍCIO Nº 24/2024 – AID/ANEEL, de 19/02/2024.

16. O estudo do ONS conclui ainda que a conexão desses minigeradores pode “provocar restrição de geração nas demais centrais geradoras conectadas na rede de distribuição da CEMIG-D [...] em razão do risco de violação das capacidades de longa e curta duração dos equipamentos”.

17. Adicionalmente, o ONS emitiu, em julho de 2023, a NT-ONS DPL 0067/2023¹¹ em que constata que “mesmo com toda a solução estrutural proposta pela EPE ao longo dos últimos anos, o sistema previsto para a Rede Básica e as Demais Instalações de Transmissão (DIT) de Minas Gerais, apresenta gargalos sistêmicos e restrições ao escoamento de geração. O Operador destaca os seguintes problemas:

- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Betim 6 – Barreiro 1 na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo ou da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 na contingência do C2;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 na contingência da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2, da LT 345 kV Barro Branco – Ouro Preto 2 ou de um dos transformadores 500/345 kV da SE Itabirito 2. Na contingência da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano, foi observada apenas uma sobrecarga marginal;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, no único transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2, em condição normal de operação e na contingência da LT 345 kV Barbacena 2 – Lafaiete 1, de um dos circuitos da LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 e C2, da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba, da LT 345 kV Barbacena 2 – Santos Dumont 2, da LT 345 kV Lafaiete 1 – Jeceaba ou da LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 C1;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2, em situações em que os Bipolos da SE Xingu estejam operando com potência reduzida;
- Esgotamento da capacidade de emergência do único transformador 500/345 kV da SE Buritizeiro 3, na contingência de um dos transformadores 500/345 kV da SE Pirapora 2, da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Três Marias ou da LT 345 kV São Gotardo 2 – Três Marias.

18. Nesse mesmo estudo, o Operador adverte que, no sistema analisado, “não há capacidade remanescente para o escoamento de novas plantas de geração em condições

¹¹ NT-ONS DPL 0067/2023: Diagnóstico da Rede Básica de Fronteira das Regiões Norte e Triângulo de Minas Gerais, julho de 2023. Documento disponível em <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200067-2023%20-%20Diagn%3%b3stico%20da%20RBF%20do%20Norte%20e%20Tri%3%a2ngulo%20de%20MG.pdf>.



P. 9 do OFÍCIO Nº 24/2024 – AID/ANEEL, de 19/02/2024.

normais de operação e/ou em situações de contingência, notadamente na condição de carga média que representa o período diurno e, portanto, de geração fotovoltaica elevada”.

19. Por fim, o ONS deixa claro no estudo que o problema identificado tem relação com a inversão de fluxo provocada pela MMGD, afirmando que “Cumprido destacar que os fluxos responsáveis pelos carregamentos das transformações de fronteira são no sentido de escoamento de geração, ou seja, da rede de distribuição para a Rede Básica, sendo amplamente influenciados pela geração de médio porte conectada na distribuição e pelo crescente potencial de MMGD”.

20. Ainda antes da publicação da REN nº 1059/2023, a Cemig apresentou à ANEEL a Carta DCD-DRJ-DRE- 0040A/2023, de 06/02/2023, em que a distribuidora alerta que, em algumas regiões do Estado de Minas Gerais, o “sistema elétrico originalmente projetado, já incluindo o planejamento futuro, encontra-se esgotado para fins de escoamento de energia gerada”. A distribuidora alerta ainda que “as soluções de conexões estão cada vez mais onerosas, com necessidade de arranjos técnicos em que se projetam ativos ‘exclusivos’ para o escoamento deste tipo de geração de energia, ao mesmo tempo que inexistente a mesma necessidade em relação à carga pelo cenário dos próximos 10 anos”.

21. Ressalta-se que os casos não se resumem ao Estado de Minas Gerais. No Estado de Pernambuco, por exemplo, o Grupo Neoenergia relatou dificuldades no atendimento a 76 pedidos de conexão de MMGD¹², alegando que um estudo do ONS de 2021 teria concluído que “inexistente capacidade remanescente de escoamento de energia” na Subestação Bom Nome 138 kV. Na mesma linha, o Grupo Equatorial informou que teria encaminhado dezenas de pedidos de conexão de MMGD no Maranhão e no Piauí para avaliação pelo ONS¹³ por “causarem impactos sobre a rede de transmissão”.

22. Todos esses casos ilustram o contexto no qual a ANEEL propôs os aprimoramentos regulatórios que culminaram na redação dos §§ 1º e 2º do art. 73, estabelecendo flexibilidade na conexão de MMGD, com a necessidade de avaliação, pela distribuidora, de alternativas que não implicassem em inversão de fluxo, tais como a limitação da injeção em dias e horários específicos e a conexão em outro sistema ou outro nível de tensão. Essas regras visam uma utilização mais otimizada e racional dos sistemas

¹² Carta SRT 005/2023, de 13 de março de 2023, protocolada sob o número 48513.005865/2023-00.

¹³ Carta C.E REG nº 044/2023, de 29 de maio de 2023, protocolada sob o número 48513.012527/2023-00.



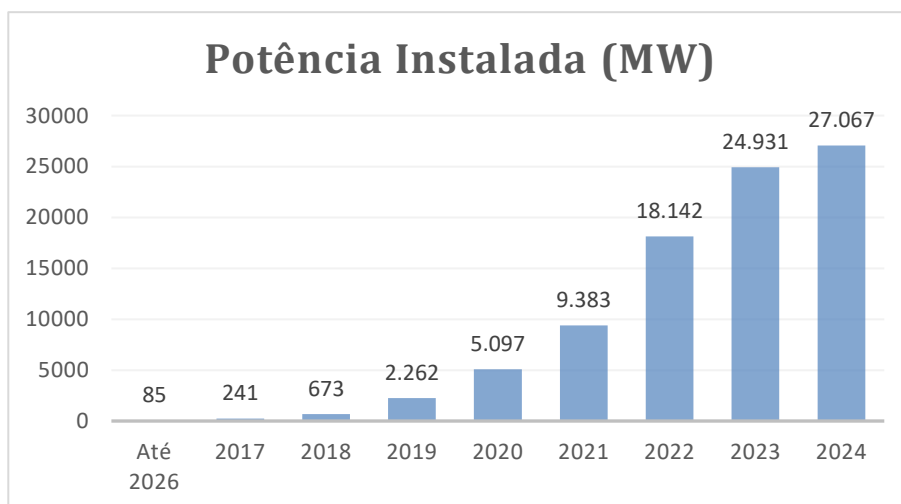
P. 10 do OFÍCIO Nº 24/2024 – AID/ANEEL, de 19/02/2024.

elétricos, evitando-se a necessidade de obras ineficientes nas redes de distribuição que poderiam culminar na elevação das tarifas de energia elétrica a todos os consumidores.

23. Assim, os aprimoramentos regulatórios relativos ao tratamento da conexão de empreendimentos de MMGD em casos em que se observa inversão de fluxo de potência, são frutos de diversos insumos de órgãos nacionais sobre o cenário que vem se delineando com o avanço da MMGD no Brasil, bem como da análise de numerosas experiências internacionais relevantes. Além disso, o assunto foi debatido com a sociedade por meio da Consulta Pública nº 51/2022 e da Audiência Pública nº 15/2022 e foi deliberado pela Diretoria Colegiada da ANEEL em seção pública, transmitida ao vivo e aberta à participação da sociedade, realizada em 07 de fevereiro de 2023.

24. Importante observar que a regulação atual da ANEEL não restringe a injeção de energia na rede de distribuição por empreendimentos de MMGD, o que existe é a avaliação técnica da energia que se pretende injetar com a capacidade da rede e com o mercado próximo para absorver essa geração, de modo a não se desvirtuar, inclusive, o conceito e a finalidade da geração distribuída dispostos na Lei nº 14.300/2022.

25. O gráfico a seguir do crescimento exponencial da MMGD no Brasil confirma que milhares de empreendimentos se conectaram nos últimos anos, em especial após a publicação da Lei nº 14.300/2022, não obstante, conforme acima esclarecido, já existam sistemas elétricos em que o excesso de geração precisa ser tratado.



26. Para ilustrar esse crescimento, observa-se que de janeiro/2022 a fevereiro/2024 foram conectados 1.515.894 empreendimentos de MMGD, o que representa cerca de 2.731 conexões por dia útil no período. No mesmo período, a quantidade de

P. 11 do OFÍCIO Nº 24/2024 – AID/ANEEL, de 19/02/2024.

reclamações na ANEEL sobre conexão de MMGD foi de cerca de 30.000, o que representa um percentual inferior a 2% em relação às conexões efetuadas.

27. De forma relacionada, observamos que a própria Lei nº 14.300/2022 dispõe de soluções para tratar essa questão do excesso de geração e da capacidade da rede, ao prever expressamente no art. 1º e no art. 2º a possibilidade de inserção de sistemas de armazenamento de energia em conjunto com os sistemas de geração:

Art. 1º Para fins e efeitos desta Lei, são adotadas as seguintes definições:

...

IX - fontes despacháveis: as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas, nesse caso, a 3 MW (três megawatts) de potência instalada, **com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias**, em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto;

XII – microrrede: integração de vários recursos de geração distribuída, **armazenamento de energia elétrica** e cargas em sistema de distribuição secundário capaz de operar conectado a uma rede principal de distribuição de energia elétrica e também de forma isolada, controlando os parâmetros de eletricidade e provendo condições para ações de recomposição e de autorrestabelecimento;

Art. 2º As concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica deverão atender às solicitações de acesso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, **com ou sem sistema de armazenamento de energia, bem como sistemas híbridos, observadas as disposições regulamentares.**

28. De fato, a utilização de sistemas de armazenamento pode viabilizar a conexão de empreendimentos de MMGD em sistemas elétricos que possuem restrições devido ao excesso de geração em determinado período do dia, bem como permite que o consumidor se beneficie da própria energia gerada.

29. Finalmente, esclarecemos que a ANEEL, ciente e sensível às reclamações existentes, está realizando a Consulta Pública nº 003/2024, com período de recebimento de contribuições de 8 a 23 de fevereiro de 2024, com o objetivo de, dentre outros, discutir com a sociedade aprimoramentos nos dispositivos do regulamento que tratam do tema “inversão



P. 12 do OFÍCIO Nº 24/2024 – AID/ANEEL, de 19/02/2024.

de fluxo”.

30. Sem mais para o momento, permanecemos à disposição desse Ministério para esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

(Assinado digitalmente)

MARIANNA AMARAL DA CUNHA
Assessora Parlamentar



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.
Assinado digitalmente por **Marianna Amaral da Cunha, Chefe da Assessoria Parlamentar**, em 19/02/2024 às 17:33
<https://m10leg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivo1E01=2430277>

SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel: 55 (61) 2192-8600

2430277

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DESPACHO

Processo nº: 48300.000355/2024-26

Assunto: Requerimento de Informação nº 938/2024 da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados.

Interessado: Assessoria Parlamentar

À Secretaria Nacional de Energia Elétrica

Senhor Secretário,

1. Em atenção ao Despacho ASPAR (SEI nº 0884379), de 11 de abril de 2024, por meio do qual a ASPAR encaminhou antecipadamente o Requerimento de Informação nº 938/2024 (SEI nº 0884375), do Deputado Júnior Ferrari, Presidente da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, prestamos as informações que seguem.

2. No referido Requerimento de Informação, a Comissão de Minas e Energia requer:

"a) Cópia de todas as memórias de cálculo e dos estudos técnicos realizados pela ANEEL que embasaram o acréscimo dos § 1º e § 2º no art. 73 da REN ANEEL 1.000/2021, com respectivas simulações e os pareceres técnicos especializados a partir das referidas memórias de cálculo e simulações apontando os distúrbios ou perturbações causados por "inversão de fluxo de potência" no sistema de distribuição das Concessionárias de energia, principalmente nos barramentos dos alimentadores da distribuição, acompanhados das respectivas simulações, memoriais das simulações, pareceres técnicos especializados e correlatos.

b) reitera o requerimento que informe a esta Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, quantas notificações ou reclamações foram encaminhadas por Concessionárias de Energia ou Distribuidoras para a ANEEL apontando distúrbios causados por "inversão de fluxo de potência" previsto nos § 1º e § 2º do art. 73 da REN ANEEL 1059/2023, anteriores a sua publicação.

3. Inicialmente, informamos que um requerimento de informações semelhante a este, o Requerimento de Informações nº 3.206/2023 (SEI nº 0842223), de autoria do deputado Rodrigo de Castro, foi encaminhado em fevereiro de 2024, no que seus autos constam do processo 48300.001967/2023-55.

4. Para subsidiar resposta ao interessado, fazemos uso das informações contidas no Ofício nº 24 /2024-AID/ANEEL (SEI nº 0884656), anexo deste, encaminhado pela Aneel em 19 de fevereiro de 2024. Neste documento, a ANEEL discorreu sobre o processo que culminou na publicação da Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023, a qual, entre outras coisas, altera a Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021, para incluir os



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.deputados.br/CodArquivoTeor=2430277>

Despacho CGDE 0884656

SEI 48300.000355/2024-26 / pg. 1

2430277

parágrafos § 1º e § 2º no seu art. 73.

5. Inicialmente, a Aneel esclareceu que o processo de aprimoramento das regras relativas à conexão de micro e minigeração distribuída foi objeto de amplo debate com a sociedade, tendo contado com uma Consulta Pública (CP nº 51/2022) e com uma Audiência Pública (AP nº 15/2022). No referido ofício, a Aneel disponibiliza o link para acesso à Nota Técnica nº 0002/2023-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, por meio da qual apresentou-se uma análise conjunta das contribuições recebidas na CP nº 51/2022.

6. Na sequência, a Aneel mencionou que o arcabouço regulatório brasileiro, sobretudo o art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021, está alinhado às práticas internacionais de otimização do uso das redes com elevada penetração de geração distribuída, buscando solucionar eventuais problemas causados pelo excesso de geração em determinado local, para o que faz explanações de como o tema vem sendo tratado em países como Austrália, Japão, Nova Zelândia e também pela Europa.

7. Adicionalmente, a Aneel informou que os aprimoramentos regulatórios promovidos pela REN nº 1.059/2023 foram embasados, para além das experiências internacionais, em dificuldades identificadas e apontadas no Brasil pela Empresa de Pesquisa Energética, pelo Operador Nacional do Sistema e outros agentes do setor, apresentando os respectivos links dos documentos comprobatórios para consulta.

8. Assim, a Aneel concluiu afirmando que os aprimoramentos regulatórios que culminaram na redação dos § 1º e § 2º do art. 73 estabelecem flexibilidade na conexão de MMGD, com a necessidade de avaliação, pela distribuidora, de alternativas que não impliquem em inversão de fluxo (ex.: limitação da injeção em dias e horários específicos ou conexão em outro sistema ou outro nível de tensão) e que essas novas regras visam uma utilização mais otimizada dos sistemas elétricos, evitando assim a necessidade de obras ineficientes nas redes de distribuição que podem elevar as tarifas de energia elétrica a todos os consumidores.

9. Por fim, a Aneel informou que está ciente e sensível às reclamações existentes, realizando a Consulta Pública nº 003/2024 com o objetivo de discutir com a sociedade aprimoramentos nos dispositivos do regulamento que tratam do tema "inversão de fluxo".

10. Acrescentamos ainda, que a CP nº 003/2024 contou com 88 contribuições de interessados e agentes do setor, o que demonstra grande interesse no tema, não havendo, até o momento, a finalização da análise das contribuições por parte da Aneel. Entretanto, a Nota Técnica nº 76/2023-STD/STR/ANEEL (SEI nº 0884731), anexo deste, apresenta os elementos utilizados para abertura da referida consulta.

11. Assim, entendemos que foram apresentados os elementos necessários para resposta ao parlamentar para atendimento ao requerimento em epígrafe.

Respeitosamente,

(assinado eletronicamente)

FREDERICO DE ARAUJO TELES

Diretor do Departamento de Políticas Setoriais

Anexo I: Ofício nº 24 /2024-AID/ANEEL (SEI nº 0884656); e

II: Nota Técnica nº 76/2023-STD/STR/ANEEL (SEI nº 0884731)



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277.000355/2024-26> / pg. 2

Despacho CGDE 0884656

SEI 48977.000355/2024-26 / pg. 2

2430277



Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles, Diretor(a) do Departamento de Políticas Setoriais**, em 12/04/2024, às 13:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0884656** e o código CRC **33A557E1**.

Referência: Processo nº 48300.000355/2024-26

SEI nº 0884656



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.gov.br/#codArquivoTeor=2430277>

Despacho CGDE 0884656

SEI 48300.000355/2024-26 / pg. 3

2430277

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DESPACHO

Processo nº: 48300.000355/2024-26

Assunto: Requerimento de Informação nº 938/2024.

Interessado: ASSESSORIA DE ASSUNTOS PARLAMENTARES E FEDERATIVOS

À Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos - ASPAR,

1. Em atenção ao Despacho ASPAR SEI nº 0884379, que trata do Requerimento de Informação nº 938/2024, da Comissão de Minas e Energia, o qual reitera o RIC nº 3.206/2023, do Deputado Federal Lafayette de Andrada, constante do processo SEI nº 48300.001967/2023-55, encaminhamos o Despacho CGDE SEI nº 0884656, com o que concordamos, contendo informações, juntamente com os fundamentos fornecidos pela ANEEL por meio do Ofício nº 24/2024-AID/ANEEL, SEI nº 0884654, e Nota Técnica nº 76/2023-STD/STR/ANEEL, SEI nº 0884731, para subsidiar a resposta ao referido Requerimento de Informação nº 938/2024.

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior**, **Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 18/04/2024, às 08:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0885365** e o código CRC **DC103005**.

Referência: Processo nº 48300.000355/2024-26

SEI nº 0885365



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

Despacho ANEEL 0885365 - SEI 48300.000355/2024-26 / pg. 1

2430277

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DESPACHO

Processo nº: 48300.000355/2024-26

Assunto: Requerimento de Informação nº 938/2024.

Interessado: ASSESSORIA DE ASSUNTOS PARLAMENTARES E FEDERATIVOS

À Secretaria Executiva - SE,

À Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos - ASPAR,

1. Em atenção ao Despacho ASPAR SEI nº 0898554, que trata do Requerimento de Informação nº 938/2024, da Comissão de Minas e Energia, informamos que os subsídios para elaboração de resposta ao referido Requerimento de Informação estão contidos no Despacho SNEE SEI nº 0885365.

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **Gualter de Carvalho Mendes, Chefe de Gabinete da Secretaria Nacional de Energia Elétrica**, em 17/05/2024, às 07:50, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0899538** e o código CRC **9608283E**.

Referência: Processo nº 48300.000355/2024-26

SEI nº 0899538



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/DocArquivoIdor=2430277>

Despacho SNEE 0899538

SEI 48300.000355/2024-26 / pg. 1

2430277

PROCURAÇÃO

Eu, SILVANA HENRIQUES DE AQUINO,

Portador da Cédula de Identidade nº 809953

, C.P.F. 308259891-91

Condômino(a) do APARTAMENTO 306 da SQSW
303 BLOCO "J" – SUDOESTE - BRASÍLIA – DF, nomeio
e constituo meu (minha) bastante procurador(a) o Sr.(a)

GABRIEL HENRIQUES DE AQUINO

em ASSEMBLÉIA GERAL ORDINÁRIA ou
EXTRAORDINÁRIA, do CONDOMÍNIO DO BLOCO "J"
DA SQSW 303 – SUDOESTE (Ed. Residencial Balzac),
situado na SQSW 303 Bloco "J" – Setor SUDOESTE -
Brasília – DF, a se realizar em 28 de
MAIO de 2024, podendo, inclusive, votar
e ser votado(a) nos itens constantes do Edital.-x-x-x-x-x-x-

Brasília, 28 de MAIO de 2024

Silvana

Obs:Anexar cópia de
documento de
identificação com foto.



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.
<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

Em 31 de agosto de 2023.

Processo: 48500.003729/2023-28.

Assunto: Aprimoramento regulatório em função da publicação da Lei nº 14.620/2023, que dispõe sobre o Programa Minha Casa, Minha Vida.

I - DO OBJETIVO

1. Proposta de aprimoramento regulatório em função da publicação da Lei nº 14.620/2023, que dispõe sobre o Programa Minha Casa, Minha Vida (PMCMV).

II - DOS FATOS

2. Em 7 de dezembro de 2021, foram aprovadas as Resoluções Normativas nº 956/2021 (Procedimentos de Distribuição - PRODIST) e nº 1.000/2021 (Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição), que consolidaram as disposições relacionadas à regulação da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

3. Em 7 de fevereiro de 2023, foi aprovada a Resolução Normativa nº 1.059/2023, que aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

4. Em 15 de fevereiro de 2023, foi publicada a Medida Provisória nº 1.162/2023, que dispõe sobre o Programa Minha Casa, Minha Vida.

5. Em 15 de junho de 2023, foi publicada a Portaria MCID nº 724/2023, que dispõe sobre as condições gerais da linha de atendimento de provisão subsidiada de unidades habitacionais novas em áreas urbanas com recursos do Fundo de Arrendamento Residencial, integrante do Programa Minha Casa, Minha Vida.

6. Em 14 de julho de 2023, foi publicada a Lei nº 14.620/2023, que converteu a Medida Provisória nº 1.162/2023 e passou a dispor sobre o Programa Minha Casa, Minha Vida.

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



P. 2 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

7. Desde a publicação da Lei nº 14.620/2023, foram realizadas reuniões internas entre a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica (STD), a Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR) e a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica (SGM) para tratar da regulação da matéria.

III - DA ANÁLISE

8. A proposta de aprimoramento regulatório em função da publicação da Lei nº 14.620/2023, que dispõe sobre o Programa Minha Casa, Minha Vida, está no Anexo I, e será detalhada nos itens desta Nota.

9. A análise dos impactos e aprimoramentos decorrentes da Lei nº 14.620/2023 foi segmentada em 5 tópicos, conforme resumo apresentado a seguir:

1. Implantação da infraestrutura de energia elétrica no PMCMV
2. Geração Distribuída – alterações na Lei nº 14.300/2022
3. Programa Casa Verde e Amarela
4. Outros aprimoramentos regulatórios
5. Análise de Impacto Regulatório

III.1 IMPLANTAÇÃO DE INFRAESTRUTURA DE ENERGIA ELÉTRICA NO PMCMV

10. A Lei nº 14.620/2023 dispõe que, como regra geral, o PMCMV pode custear a infraestrutura de energia elétrica, conforme art. 4º, §7º, III e art. 13, I, VII e XI, transcritos a seguir:

“Art. 4º Os objetivos do Programa serão alcançados por meio de linhas de atendimento que considerem as necessidades habitacionais, tais como:

[...]

§ 7º No âmbito do programa, a linha de atendimento da provisão de lotes urbanizados contará com os seguintes instrumentos e diretrizes:

[...]

III - possibilidade de que os investimentos e o custeio das obras não incidentes do empreendimento de parcelamento de solo, de implantação de redes de energia, de saneamento, de pavimentação, de terraplenagem e de drenagem componham o investimento do programa na modalidade de financiamento ou subsídio;

[...]

Art. 13. Respeitados os regulamentos específicos de cada fonte de recursos e a vinculação necessária às linhas de atendimento do Programa, são passíveis de compor o valor de investimento e o custeio da operação, entre outros:

I - elaboração de estudos, planos e projetos técnicos sociais de infraestrutura, de equipamentos públicos, de mobilidade, de saneamento, urbanísticos e habitacionais;

[...]

VII - execução de obras de implantação de equipamentos públicos, inclusive educacionais e culturais, de mobilidade, de saneamento e de infraestrutura, incluídas as de instalação de equipamentos de energia solar fotovoltaica, as de geração de energia elétrica a partir das

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



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

P. 3 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

*modalidades de geração alcançadas pela [Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022](#), ou as que contribuam para a redução do consumo de água em unidades imobiliárias;
[...]*

XI - aquisição de bens destinados a apoiar os agentes públicos ou privados envolvidos na implementação do Programa;

11. No caso da produção subsidiada no PMCMV, a Lei nº 14.620/2023 dispôs que a infraestrutura de energia elétrica até a conexão do empreendimento será disponibilizada pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, podendo ser subsidiado ou financiado com recursos do Programa, conforme redação do art. 13, §§1º e 4º, transcrito a seguir:

Art. 13 [...]

§ 1º Na produção subsidiada de unidades imobiliárias novas em áreas urbanas, compete ao prestador dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica disponibilizar infraestrutura de rede e instalações elétricas até os pontos de conexão necessários à implantação dos serviços nas edificações e nas unidades habitacionais atendidas pelo Programa.

...

§ 4º O investimento e o custeio da operação para execução de obras de infraestrutura vinculadas aos empreendimentos habitacionais poderão ser subsidiados ou financiados pelos recursos do Programa previstos no art. 6º desta Lei.

12. Sobre a implantação da infraestrutura de energia elétrica, observa-se ainda que o §2º do art. 13 dispôs expressamente que compete à ANEEL instituir regras para enquadramento e restituição de investimentos, conforme segue:

Art. 13 [...] § 2º A agência reguladora instituirá regras para que o empreendedor imobiliário invista em redes de distribuição de energia elétrica, com a identificação das situações nas quais os investimentos representem antecipação de atendimento obrigatório da concessionária, hipótese em que fará jus ao ressarcimento por parte da concessionária, por critérios de avaliação regulatórios, e daquelas nas quais os investimentos configuram-se como de interesse restrito do empreendedor imobiliário, hipótese em que não fará jus ao ressarcimento.

13. Assim, compete à ANEEL instituir regras para identificar:

- a) investimentos do empreendedor que representem antecipação de atendimento obrigatório da distribuidora, implicando restituição por parte da distribuidora; e
- b) investimentos que não são antecipação de atendimento obrigatório da distribuidora, caracterizando-se como de interesse restrito, sem direito à restituição por parte da distribuidora.

14. No mesmo sentido, a Portaria MCID nº 724/2023 assim dispôs:

Art. 14. O valor de provisão da unidade habitacional, correspondente ao valor contratual de aquisição do imóvel pelo Fundo de Arrendamento Residencial, disposto em ato normativo de especificações urbanísticas, de projeto e de obra e de valores de provisão da unidade habitacional, compreende os custos com:

...

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



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

P. 4 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

IV - execução de infraestrutura interna, excetuada a de responsabilidade da distribuidora de energia elétrica, nas condições estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL);

15. Da análise conjunta dos dispositivos supracitados, avalia-se que devem ser enquadrados como de responsabilidade da distribuidora os investimentos de infraestrutura de energia até a conexão da rede de distribuição com o empreendimento, desde que tais investimentos não sejam custeados pelo PMCMV. Para esses investimentos, caso o empreendedor antecipe as obras por meio de execução direta, terá direito à restituição por parte da distribuidora. Já a infraestrutura de energia elétrica interna ao empreendimento, inclusive os transformadores, devem ser enquadrados como investimentos de responsabilidade exclusiva do empreendedor, sem a possibilidade de restituição.

16. Essa avaliação de responsabilidades é idêntica à do antigo Programa Minha Casa, Minha Vida, regulado pela ANEEL no art. 48-B da Resolução Normativa nº 414/2010.

17. Importante observar que se enquadram como passíveis de responsabilidade da distribuidora, conforme art. 13, §1º da Lei nº 14.620/2023, o atendimento exclusivo da produção subsidiada de unidades imobiliárias novas em áreas urbanas, no que se incluem, conforme regulamentação do Ministério das Cidades, as operações com recursos do Fundo de Arrendamento Residencial – FAR ou do Fundo de Desenvolvimento Social – FDS e que sejam destinadas às famílias enquadradas na Faixa Urbano 1. Excepcionalmente, podem ser enquadradas famílias da Faixa 2, conforme art. 2º, §1º da Portaria MCID nº 724/2023:

“Art. 2º O MCMV-FAR tem por finalidade a provisão subsidiada de unidades habitacionais novas em áreas urbanas, mediante construção de empreendimento habitacional novo em terreno livre ou requalificação de edificação existente, destinadas ao atendimento de:

I - famílias que integrem o cadastro habitacional local, mediante processo informatizado de cadastramento e de seleção de famílias, de responsabilidade do Ente Público Local, conforme disposto em ato normativo específico de definição de famílias, que seja passível de auditoria pelos órgãos competentes;

II - famílias que tenham perdido seu único imóvel pela realização de obras públicas federais e que integrem compromisso pregresso de unidades habitacionais vinculadas autorizadas;

III - famílias que tenham perdido seu único imóvel por situação de emergência ou estado de calamidade pública decretada a partir de 1º de janeiro de 2023 e formalmente reconhecida por portaria da Secretaria Nacional de Proteção e Defesa Civil do Ministério da Integração e do Desenvolvimento Regional; e

IV - famílias residentes, até a data de publicação desta portaria, em área de risco de deslizamentos de grande impacto, inundações bruscas e processos geológicos ou hidrológicos correlatos em que não seja possível a consolidação sustentável das ocupações existentes, conforme ato normativo específico do Ministério das Cidades.

*§ 1º As unidades habitacionais de que trata o caput serão destinadas às famílias enquadradas na Faixa Urbano 1, **sendo admitido o atendimento daquelas enquadradas na Faixa Urbano 2 nas hipóteses de que tratam os incisos II, III e IV do caput**, em conformidade com o disposto na Medida Provisória nº 1.162, de 14 de fevereiro de 2023.”*

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



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

P. 5 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

18. Em relação à forma de restituição, observa-se que o art. 4º, §9º da Lei nº 14.620/2023 estabelece que o investimento realizado pelo empreendedor na rede de distribuição de energia elétrica deve ser restituído por meio de “*subsídio ou desconto*” na tarifa, conforme transcrito a seguir:

Art. 4º [...] § 9º Para os lotes urbanizados produzidos no âmbito do Programa Minha Casa, Minha Vida, o investimento realizado pelo empreendedor na rede de distribuição de energia elétrica será revertido em subsídio ou desconto em tarifa aos proprietários de lote, nos termos do regulamento, na proporção do impacto do investimento na sua tarifa, conforme regulamento.

19. Nesse sentido, avalia-se que essa operacionalização disposta no art. 4º, §9º da Lei nº 14.620/2023 deve ser harmonizada e padronizada com a prevista no art. 13, §2º, de modo que, em caso de antecipação de investimentos de responsabilidade da distribuidora, o empreendedor deve indicar uma ou mais unidades consumidoras de sua titularidade para receber os créditos financeiros, observadas as seguintes condições já aplicadas aos demais créditos existentes na REN nº 1.000/2021:

- a) se o crédito for maior que o valor a ser faturado, o crédito restante deve ser realizado nos ciclos de faturamento subsequentes, sempre considerando o máximo crédito possível em cada ciclo; e
- b) podem ser deduzidos do crédito os débitos vencidos do empreendedor a favor da distribuidora, que não sejam objeto de contestação administrativa ou judicial.

20. Observa-se ainda que a Lei nº 14.620/2023 tratou da instalação de geração solar no art. 13, VII e §9º, transcritos a seguir:

Art. 13. Respeitados os regulamentos específicos de cada fonte de recursos e a vinculação necessária às linhas de atendimento do Programa, são passíveis de compor o valor de investimento e o custeio da operação, entre outros:

[...]

VII - execução de obras de implantação de equipamentos públicos, inclusive educacionais e culturais, de mobilidade, de saneamento e de infraestrutura, incluídas as de instalação de equipamentos de energia solar fotovoltaica, as de geração de energia elétrica a partir das modalidades de geração alcançadas pela Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, ou as que contribuam para a redução do consumo de água em unidades imobiliárias;

[...]

§ 9º A geração distribuída solar fotovoltaica na modalidade remota ocorrerá por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil constituída pelas lideranças locais, observada a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.

21. No caso de instalação de microgeração ou minigeração distribuída local com potência instalada de geração menor ou igual à potência disponibilizada para o atendimento da carga das unidades habitacionais, normalmente nos telhados das unidades habitacionais, avalia-se que a análise da distribuidora deve compreender a emissão de um orçamento único de conexão.

22. No caso de instalação de microgeração ou minigeração local e com potência instalada de geração maior do que a potência disponibilizada para o atendimento da carga das unidades habitacionais, ou de geração remota, avalia-se que o procedimento de conexão da geração distribuída, por não se

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



P. 6 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

destinar exclusivamente ao atendimento do PMCMV, deve ser realizado de forma independente, bem como observar os prazos, procedimentos e responsabilidades dispostos no Capítulo II do Título I da REN nº 1.000/2021.

23. Finalmente, observa-se que no caso de empreendimentos do PMCMV que não se enquadrem no art. 13, §1º da Lei nº 14.620/2023, devem ser observadas as disposições dos §§1º a 3º do art. 482 da REN nº 1000/2021 para determinação do custo a ser imputado ao empreendedor relacionado às obras externas ao empreendimento para conexão à rede de distribuição, de forma a observar o que já é aplicado no caso de empreendimento de interesse específico.

III.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – ALTERAÇÕES NA LEI nº 14.300/2022

24. A Lei nº 14.620/2023 fez as seguintes alterações na Lei nº 14.300/2022:

Art. 38. A Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, passa a vigorar com as seguintes alterações:

*“Art. 16
.....*

§ 2º O valor mínimo faturável aplicável aos participantes do SCEE inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal (CadÚnico), instituído pela Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993 (Lei Orgânica da Assistência Social), deve ter redução de no mínimo 50% (cinquenta por cento) em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da Aneel.” (NR)

*“Art. 24
.....*

Parágrafo único. (VETADO).” (NR)

“Art. 36-A. A unidade consumidora participante do SCEE poderá comercializar excedente de energia elétrica com órgãos públicos desde que seja beneficiária de programa social ou habitacional das esferas federal, estadual, distrital ou municipal.”

III.2.1. Benefício no pagamento do custo de disponibilidade

25. No caso do art. 16, §2º, que depende de regulação da ANEEL para efetiva implementação, comparam-se a seguir as alterações promovidas pela Lei nº 14.620/2023:

Lei nº 14.300/2022 redação original	Lei nº 14.300/2022 redação dada pela Lei nº 14.620/2023
Art. 16. [...] § 2º O valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores com compensação no mesmo local da geração e cujo gerador tenha potência instalada de até 1.200 W (mil e duzentos watts) deve ter uma redução de até 50% (cinquenta por cento) em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da Aneel.	Art. 16. [...] § 2º O valor mínimo faturável aplicável aos participantes do SCEE inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal (CadÚnico), instituído pela Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993 (Lei Orgânica da Assistência Social), deve ter redução de no mínimo 50% (cinquenta por cento) em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da Aneel.

26. Nesse sentido, como esse tema já havia sido tratado pela ANEEL, transcrevem-se a seguir os dispositivos do voto do relator da REN nº 1.059/2023 sobre a regulamentação do art. 16, §2º da Lei nº 14.300/2022:

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



P. 7 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

217. O § 2º do art. 16 estabeleceu que o valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores com compensação no mesmo local da geração e cujo gerador tenha potência instalada de até 1.200 W deve ter uma redução de até 50% em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da ANEEL. Na proposta submetida à CP, propôs-se redução nula, tendo em conta que qualquer redução no custo de disponibilidade representaria realocação ineficiente de custos, haja vista que o montante que deixa de ser pago não se reflete em redução de custos do serviço, devendo ser arcado pelos demais consumidores. Neste ponto, importante ressaltar que o custo de disponibilidade definido para os consumidores do Grupo B é uma forma de garantir um faturamento mínimo, de modo a: i) assegurar uma remuneração mínima pela prestação do serviço, em especial de determinadas atividades (leitura do sistema de medição para faturamento, por exemplo); ii) sinalizar aos consumidores sobre a existência de custos fixos.

218. Tendo em vista o princípio da modicidade tarifária, e que as contribuições não apresentaram justificativas técnicas ou econômicas que amparassem a concessão do desconto, optou-se por manter a proposta submetida a CP, pois do ponto de vista técnico, não há motivação para diferenciar os usuários abrangidos pelo § 2º do art. 16 dos demais consumidores.

27. A nova redação do art. 16, §2º é fruto de emenda parlamentar ao texto da MP nº 1.162/2023. No relatório legislativo teve a seguinte justificativa:

“O art. 38 altera a Lei nº 14.300, de 2022, para incluir dispositivos específicos para auxiliar na sustentabilidade econômica das unidades produzidas pelo PMCMV através da microgeração e minigeração distribuída de energia (amplia o desconto possível na conta de luz para os beneficiários do programa que gerem energia, possibilita a venda da energia excedente produzida ao poder público e determina a destinação ao FGTS dos recursos auferidos com a venda da energia produzida nas unidades do MCMV às concessionárias).”

28. Assim, com a nova redação dada pela Lei nº 14.620/2023, avalia-se que o desconto no custo de disponibilidade deve ser inserido no art. 291 da REN nº 1.000/2021, com o tratamento, do ponto de vista regulatório, das seguintes questões:

- a) valor do desconto, considerando a previsão legal de que seja no mínimo igual a 50%;
- b) como será o custeio desse desconto, se por meio da tarifa, da CDE ou outra fonte de recursos;
- c) critérios de concessão; e
- d) procedimentos de operacionalização: ingresso, saída, periodicidade de verificação do atendimento aos critérios.

29. Sobre o item “a”, avalia-se que o valor do desconto deve ser fixado em 50%, que é o mínimo legal. De fato, qualquer redução no custo de disponibilidade representa uma realocação de custos, dado que o montante que deixa de ser pago não se reflete em redução de custos do serviço, devendo ser arcado pelos demais consumidores, não existindo, portanto, motivação e razões para que a ANEEL estabeleça benefício superior ao mínimo legal.

30. Sobre o item “b”, não há previsão na Lei nº 14.620/2023 de qual será a fonte de recursos desse custeio. Apesar de citar expressamente a Lei nº 8.742/1993, Lei Orgânica da Assistência Social, não

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



P. 8 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

há outros dispositivos que indiquem que os recursos serão provenientes do Fundo Nacional de Assistência Social – FNAS, objeto da mesma Lei. A Lei nº 14.300/2022 também não define a fonte de recursos para esse custeio.

31. Desse modo, avalia-se que, a proposta a ser submetida à Consulta Pública deve acompanhar a análise realizada no âmbito do Processo nº 48500.004390/2022-04 (Consulta Pública nº 50/2022), que regulamentou os aspectos econômicos da Lei nº 14.300/2022. Naquela instrução, restou demonstrado que os custos sem previsão explícita de cobertura pela CDE, como no caso desse desconto no custo de disponibilidade, devem ser alocados de forma implícita na estrutura tarifária de cada distribuidora. O impacto nas tarifas se dá por causa da redução do mercado faturado sem redução de custos associados, que provoca uma transferência de custos entre todos os usuários. Os custos que deixam de ser pagos pelos consumidores beneficiados com os descontos são transferidos para os demais usuários do sistema de distribuição.

32. Importante frisar que essa alteração terá impacto realocativo nas rubricas da CDE: haverá redução dos valores associados à Tarifa Social, uma vez que é esperada uma diminuição do mercado subsidiado; por outro lado, é esperado aumento da rubrica dos valores associados à Geração Distribuída, pois a energia compensada no caso de GD II, GD III e GD I (das distribuidoras menores que 700 GWh ano) é custeada, temporariamente, conforme definem os arts. 22 e 25 da Lei 14.300/2022. No caso de energia compensada GD I em distribuidoras com mercado superior a 700 GWh ano, haverá a redução de custos da CDE, com a realocação sendo de forma implícita na estrutura tarifária.

33. Deve-se ponderar que, nesse último caso, corre-se o risco de efeito concentrado em apenas uma ou poucas distribuidoras, caso haja participação expressiva de consumidores enquadrados na tarifa social e participantes do SCEE, uma vez que o benefício da tarifa social é custeado por todos os consumidores, enquanto o benefício da energia compensada GD I, em distribuidoras com mercado maior que 700 GWh ano, é custeado apenas pelos consumidores da distribuidora.

34. Sobre o item “c”, observa-se que a nova redação do art. 16, §2º da Lei nº 14.300/2022 delimita o benefício aos “*participantes do SCEE inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal (CadÚnico), instituído pela Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993*”.

35. O art. 6º-F da Lei nº 8.742/1993 é o que institui o CadÚnico, e assim estabelece:

Art. 6º-F Fica instituído o Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal (CadÚnico), registro público eletrônico com a finalidade de coletar, processar, sistematizar e disseminar informações para a identificação e a caracterização socioeconômica das famílias de baixa renda, nos termos do regulamento. [\(Redação dada pela Lei nº 14.601, de 2023\)](#)

36. Nesse sentido, o Decreto nº 11.016/2022, que regulamenta o CadÚnico, estabelece em seu art. 5º, II que família de baixa renda é aquele com renda familiar mensal **per capita** de até meio salário-mínimo.

37. Assim, para o benefício instituído pela Lei nº 14.620/2023 por meio de alteração do art. 16, §2º da Lei nº 14.300/2022, são condições necessárias: participação no SCEE e utilização por família inscrita

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



P. 9 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

no CadÚnico e de baixa renda, com renda familiar mensal por pessoa de até meio salário-mínimo.

38. Sobre o item “d”, observa-se que o CadÚnico não permite atualmente às distribuidoras realizar consultas em lote e em tempo real que viabilizem a verificação do atendimento dos critérios acima descritos ao tempo da realização do faturamento. Ademais, avalia-se que o benefício instituído pela Lei nº 14.620/2023 destina-se, em essência, ao mesmo público-alvo que já é beneficiado pela Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE, nos termos da Lei nº 12.212/2010.

39. No caso da TSEE, o procedimento de concessão é automático, conforme art. 200 da REN nº 1.000/2021. A perda da TSEE, em função da família deixar de atender aos critérios de enquadramento também já possui procedimentos estabelecidos pela ANEEL, em conjunto com o Ministério de Desenvolvimento e Assistência Social, Família e Combate à Fome – MDS.

40. Assim, de modo a conferir maior simplicidade e padronização à essa operacionalização, propõe-se que a concessão e manutenção do benefício instituído pela Lei nº 14.620/2023, por meio de alteração do art. 16, §2º da Lei nº 14.300/2022, seja realizada em conjunto com os procedimentos da TSEE, por se tratar de público-alvo semelhante.

III.2.2. Comercialização de Excedente com Órgãos Públicos

41. A Lei nº 14.300/2022, marco legal da microgeração e minigeração distribuída, instituiu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que teve origem na REN nº 482/2012 e permite, em breve resumo, a compensação da energia gerada por pequenas centrais de geração instaladas em unidades consumidoras, localmente ou em outras unidades sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão ou permissão.

42. De forma relacionada, o art. 28 da Lei nº 14.300/2022 caracteriza a microgeração e a minigeração distribuídas como produção de energia elétrica para consumo próprio, o que pode ser realizado, inclusive, por meio de diferentes modalidades, a exemplo do autoconsumo remoto e da geração compartilhada, na forma de consórcios, cooperativas, condomínio civil voluntário ou edifício, ou qualquer outro tipo de associação civil, desde que instituída para esse fim.

43. Assim, elemento essencial do SCEE é a não comercialização de energia. Os diversos arranjos comerciais enquadráveis nas modalidades de geração remota devem, portanto, ser estabelecidos respeitando a vedação a qualquer mecanismo de comercialização de energia (via o uso de excedentes ou créditos de energia) entre seus usuários, ainda que por meios implícitos.

44. Na REN nº 1.000/2021, com as alterações realizadas pela REN nº 1.059/2023, o tema da não comercialização foi tratado nos seguintes dispositivos:

Art. 655-D [...]

...

§ 3º É vedada a inclusão de consumidores no SCEE nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada ou será instalada a

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



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

P. 10 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica.

...

§ 5º É vedado o enquadramento no SCEE de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída que não se caracterize como produção de energia elétrica para consumo próprio.

Art. 655-M [...]

...

§ 5º É vedada a comercialização de créditos e excedentes de energia, assim como a obtenção de qualquer benefício na alocação dos créditos e excedentes de energia para outros titulares, aplicando-se as disposições do art. 655-F caso isso seja constatado.

45. Na Lei nº 14.300/2022 existem duas exceções relacionadas à comercialização de excedente de energia por MMGD:

a) comercialização de excedente de energia com a distribuidora local (art. 24):

Art. 24. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica deverá promover chamadas públicas para credenciamento de interessados em comercializar os excedentes de geração de energia oriundos de projetos de microgeradores e minigeradores distribuídos, nas suas áreas de concessão, para posterior compra desses excedentes de energia, na forma de regulamentação da Aneel.

b) comercialização de excedente de energia elétrica com órgãos públicos (art. 36-A, inserido pela Lei nº 14.620/2023):

Art. 36-A. A unidade consumidora participante do SCEE poderá comercializar excedente de energia elétrica com órgãos públicos desde que seja beneficiária de programa social ou habitacional das esferas federal, estadual, distrital ou municipal. (Incluído pela Lei nº 14.620, de 2023)

46. A regulamentação da comercialização de excedentes com a distribuidora por meio de chamada pública, art. 24 da Lei nº 14.300/2022, foi objeto de avaliação pela ANEEL nas Notas Técnicas nº 67/2022-SRM/ANEEL¹ e 162/2022-SRM/ANEEL², no âmbito da Consulta Pública nº 31/2022.

47. Da Consulta Pública nº 31/2022, transcrevem-se a seguir trechos da análise realizada pelas áreas técnicas da ANEEL na Nota Técnica nº 162/2022–SRM/ANEEL, após a análise das contribuições recebidas sobre o tema:

“44. Sobre a possibilidade de venda do excedente de energia dos detentores de MMGD, a proposta que foi para Consulta Pública, em síntese, inclui essa contratação de energia como uma alternativa de geração distribuída semelhante àquela definida no art. 14 do Decreto 5.163/2004.

45. Para a realização da contratação, os eventuais interessados em comercializar os excedentes de energia deverão seguir o que estabelece a REN nº 1009/2022, no tocante às condições para comercialização de energia elétrica provenientes de geração distribuída e aos critérios e

¹ 48580.000636/2022-00

² 48580.002137/2022-00

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



P. 11 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

procedimentos para controle dos contratos de comercialização de energia elétrica. Nessa direção, os vendedores de excedente de MMGD deverão atender aos requisitos da Geração Distribuída clássica (art. 14 do Decreto nº 5.163/2004), dentre eles ser agente da CCEE, instalação de SMF, ter seus contratos aprovados pela ANEEL e registrados na CCEE.

[...]

57. A minuta de REN colocada em Consulta pública veda a participação de detentores de MMGD no Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, exceto a compensação no ponto de geração. Tal vedação se justifica, pois a participação no SCEE é incompatível com o processo de registro dos contratos e envio de dados de medição para a CCEE em prazos adequados para a realização das contabilizações. Assim, não seria possível o registro de um contrato na CCEE no futuro oriundo de uma energia gerada no passado.

[...]

62. Como o possível vendedor deverá instalar o SMF e esse poderá medir a energia líquida exportada para a rede da distribuição, sendo esse recurso aquele que poderá ser comercializado.

[...]

66. Quanto à minuta de CGD, as contribuições sugerem que os contratos serão celebrados com pessoas física e, para isso, haveria a necessidade de adequação dos CGD vigentes. Cabe esclarecer que para ser agente da CCEE, os eventuais vendedores necessitarão cumprir com os requisitos do PdC Submódulo 1.1 – Adesão à CCEE, entre eles, estar inscrito no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica - CNPJ. Dessa forma, as atuais minutas de CGD podem ser utilizadas, aplicando-se o que couber.”

48. Assim, no caso da comercialização de excedente de energia do art. 24 da Lei nº 14.300/2022, a avaliação regulatória foi a da impossibilidade de participação concomitante no SCEE, e de enquadramento como comercialização do art. 14 do Decreto nº 5.163/2004, ou seja, modelagem como agente da CCEE, instalação de sistema de medição de fronteira (SMF), contratos aprovados pela ANEEL e registrados na CCEE.

49. Diferentemente do art. 24, o novo art. 36-A da Lei nº 14.300/2022, inserido pela Lei nº 14.620/2023, estabelece expressamente que a unidade consumidora que comercializa a energia deve ser participante do SCEE e beneficiária de programa social ou habitacional das esferas federal, estadual, distrital ou municipal, bem como que a compra somente pode ser realizada por órgãos públicos.

50. Ressalta-se que essa possibilidade de comercialização inserida no art. 36-A, ainda que proveniente de unidade consumidora participante do SCEE, é uma exceção ao modelo geral de compensação do SCEE e deve, portanto, ser tratada como comercialização e ter regras específicas para ser operacionalizada. Não se trata também de uma comercialização ampla e irrestrita nos moldes de uma comercialização no Ambiente de Contratação Livre (ACL), na medida em que a própria Lei obriga que a unidade consumidora com MMGD participe do SCEE, e essa participação tem características inerentes ao próprio modelo de compensação.

51. Nesse sentido, avalia-se que a regulamentação do art. 36-A deve ser composta de um conjunto mínimo de parâmetros para disciplinar aspectos operacionais dessa comercialização, de modo a, atendendo ao comando legal, tratar as especificidades em relação ao modelo do SCEE e ao modelo de comercialização clássico, o que se apresenta a seguir.

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



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

P. 12 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

Parâmetros de Existência da Comercialização

52. Como parâmetro de existência ou elemento estrutural da comercialização, o texto legal impõe à unidade consumidora com MMGD a obrigação de participar do SCEE para se habilitar à comercialização, o que afasta a possibilidade de modelagem proposta para o art. 24 da Lei nº 14.300/2022. Como consequência, a comercialização da energia deve ficar circunscrita às unidades consumidoras de órgãos públicos que sejam da mesma distribuidora da unidade consumidora que comercializar o excedente pois, caso contrário, haveria a necessidade de instalação de SMF e modelagem na CCEE, bem como restrições à participação da unidade consumidora no SCEE.

53. Por se tratar de modelo de comercialização e não de compensação, avalia-se que o órgão público que comprar a energia da unidade consumidora com MMGD não pode compor associação com o titular da unidade consumidora com a MMGD para fins de participação no SCEE.

54. Adicionalmente, impõe-se ao órgão público, pelo fato de comprar energia de unidade consumidora participante do SCEE e que por força do parágrafo único do art. 9º da Lei nº 14.300/2022 não pode ser livre ou especial, o mesmo tratamento, ou seja, a unidade consumidora do órgão público também não pode ser livre ou especial

55. Finalmente, conforme disposto no art. 36-A da Lei nº 14.300/2022, a unidade consumidora que comercializa a energia deve ser beneficiária de programa social ou habitacional das esferas federal, estadual, distrital ou municipal.

Formalização da Comercialização

56. Para formalização da comercialização, avalia-se que deve ser celebrado um contrato de compra de energia de geração distribuída entre a unidade consumidora do órgão público e a unidade consumidora com microgeração ou a minigeração distribuída, tendo como parâmetro um percentual ou ordem de energia excedente que será alocada.

57. Adicionalmente, deve ser realizada a formalização com a distribuidora local, que precisa receber um conjunto de informações que permitam a operacionalização do faturamento e comprovem o atendimento dos requisitos legais dispostos no art. 36-A, relacionados a seguir:

- a) documento emitido por órgão competente que comprove que a unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é beneficiária de programa social ou habitacional das esferas federal, estadual, distrital ou municipal;
- b) cópia do contrato de compra de energia de geração distribuída celebrado;
- c) relação das unidades consumidoras que compraram a energia e o percentual ou ordem do excedente de energia que será alocado a cada uma delas;

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



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

P. 13 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

Contabilização e Faturamento da Energia Comercializada

58. Para simplificar as operações, tanto de quem compra e de quem vende, como também da própria distribuidora, avalia-se que a energia comprada para a unidade consumidora do órgão público deve ser faturada de forma semelhante à energia compensada no SCEE, nos termos das regras estabelecidas na Seção III do Capítulo XI do Título II da REN nº 1.000/2021.

59. Importante ressaltar que o valor a ser acordado no contrato de comercialização é de livre acordo entre o titular da unidade consumidora com MMGD e o órgão público, e não é objeto de qualquer ação por parte da ANEEL ou da distribuidora. Entretanto, o faturamento do custo de transporte da energia comprada compensada deve observar as tarifas homologadas para a unidade consumidora e os descontos tarifários estabelecidos na Resolução Homologatória de tarifas da distribuidora, não se aplicando o enquadramento como GD I, II ou III, em virtude do fato de que não há qualquer benefício ou subsídio estabelecido na legislação para essa parcela, ou seja, na energia comprada deve ser aplicada a tarifa SCEE homologada pela ANEEL nos processos tarifários.

60. De forma relacionada, para fins de informação de mercado à ANEEL, no âmbito do CND/SIASE e do SAMP, a proposta prevê a criação de uma nova classificação como GD IV, de modo a diferenciar este mercado dos demais enquadramentos de GD I, GD II e GD III.

61. No mesmo sentido, outra característica inerente a esse processo especial de comercialização é que, fora do ambiente do SCEE, a energia comprada não utilizada no ciclo de faturamento em que foi alocada não pode ser transformada em crédito, inclusive porque a própria Lei nº 14.300/2021 assim define o que é crédito:

Art. 1º [...] VI - crédito de energia elétrica: excedente de energia elétrica não compensado por unidade consumidora participante do SCEE no ciclo de faturamento em que foi gerado, que será registrado e alocado para uso em ciclos de faturamento subsequentes, ou vendido para a concessionária ou permissionária em que está conectada a central consumidora-geradora;

62. Por também não se tratar de processo clássico de comercialização, eventual energia comprada não utilizada no ciclo de faturamento também não pode ser cedida, alocada, liquidada ou comercializada com outras unidades consumidoras, o que deve ser considerado na modelagem e contratação realizada pelo órgão público.

63. Com relação à tributação da energia comercializada nos moldes aqui propostos, é importante observar que as regras aplicáveis à tributação no SCEE podem não ser válidas para a nova modalidade de comercialização, uma vez que, com relação ao ICMS, o Convênio ICMS nº 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ trata especificamente de “operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica” e, no que tange ao PIS/Cofins, o art. 8º da Lei 13.169/2015 também cita explicitamente o SCEE.

64. Do exposto, para tratar da comercialização de excedente de energia de MMGD instituída pelo art. 36-A da Lei nº 14.300/2022, com redação dada pela Lei nº 14.620/2023, propõe-se a inserção de

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



P. 14 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

um novo artigo na REN nº 1.000/2021 (art. 655-X), contemplando os diversos aspectos tratados nessa nota.

III.3 PROGRAMA CASA VERDE E AMARELA – REVOGAÇÃO

65. A MPV 1.162/20023 revogou os arts. 1º ao 16 e o art. 25 da Lei nº 14.118/2021, que instituiu o Programa Casa Verde e Amarela, o que foi mantido na conversão na Lei nº 14.620/2023.

66. Dentre os dispositivos revogados, destacam-se os §§3º e 4º do art. 8º da Lei nº 14.118/2021, que fundamentavam o art. 486 da REN nº 1.000/2021 e que, portanto, encontra-se tacitamente revogado.

67. Assim, a proposta de aprimoramento contempla a revogação expressa do art. 486.

III.4 OUTROS APRIMORAMENTOS REGULATÓRIOS

68. Avalia-se como oportuno e necessário discutir na consulta pública aprimoramentos adicionais na redação da REN nº 1.000/2021 para tratar aspectos de aplicação da norma identificados nas dúvidas e reclamações recebidas na Agência, considerando ainda que a maioria dos itens a seguir já teve externado o entendimento regulatório por meio de correspondências da STD e das respostas às perguntas frequentes (FAQ³) disponibilizadas na página da ANEEL na internet.

III.4.1 Informações do Orçamento Estimado (art. 60)

69. O art. 60 da REN nº 1.000/2021 estabelece as informações mínimas que o orçamento estimado deve conter, a exemplo do inciso I, que prevê a *“descrição da alternativa de conexão selecionada e a apresentação das alternativas avaliadas com as estimativas de custos e justificativas”*.

70. Avalia-se que a redação do inciso I deve deixar mais claro que as estimativas de custos devem conter a estimativa de custos atribuíveis ao consumidor e demais usuários a título de participação financeira e o cálculo do encargo de responsabilidade da distribuidora, não sendo suficiente apenas a apresentação global do valor. Propõe-se ainda que o orçamento estimado contenha a relação das obras e serviços e uma estimativa de prazo da conexão.

III.4.2 Informações do Cadastro de Pessoa Física ou Jurídica (art. 67)

71. A ANEEL tem se pronunciado de forma recorrente que, para fins de titularidade de pessoa jurídica de unidade consumidora, não há necessidade de que o endereço da matriz ou filiais corresponda ao endereço do imóvel para o qual se dará a prestação do serviço, a exemplo dos Ofícios nº 178/2021⁴ e 221/2022⁵.

³ <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/perguntas-frequentes/micro-e-minigeracao-distribuida>

⁴ 48554.000841/2021

⁵ 48554.001843/2022

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



P. 15 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

72. O entendimento consolidado é que a figura do consumidor (titular de unidade consumidora) não se confunde com a do contribuinte ou com daquele que exerce atividade empresarial no imóvel atendido. Conforme definição trazida no inciso VII do art. 2º da REN nº 1.000/2021, o consumidor é a pessoa física ou jurídica que solicite o fornecimento do serviço à distribuidora, assumindo as obrigações decorrentes dessa prestação à sua unidade consumidora.

73. Assim, por definição, o consumidor é aquele que se responsabiliza pelos pagamentos decorrentes do fornecimento de energia, e nada impede que uma pessoa física ou jurídica seja responsável pelo pagamento das faturas em imóvel diverso de onde resida ou tenha sede estabelecida perante a autoridade tributária.

74. Para fins de fornecimento de energia elétrica, campo de atuação da distribuidora, uma vez que uma pessoa física ou jurídica cumpra os requisitos previstos nas normas da ANEEL para estabelecer-se como titular de unidade consumidora, não cabe à distribuidora negar-lhe o orçamento de conexão ou a contratação do serviço sob justificativa de suposta incompatibilidade com a legislação tributária.

75. De fato, há plena liberdade para o consumidor escolher a titularidade de suas unidades consumidoras na forma que melhor lhe convier. Nesse sentido, não há qualquer restrição para assumir a titularidade da fatura de energia de um imóvel sem que essa seja a sua sede definida no cadastro do CNPJ, ou, ainda, sem que a atividade do registro corresponda a classificação da atividade utilizada para fins de aplicação tarifária, conforme já disposto no art. 173, §4º da REN nº 1.000/2021:

Art. 173 [...] § 4º Os critérios dispostos neste Capítulo têm o objetivo exclusivo de aplicação tarifária, e independem da existência de outros parâmetros para a aplicação das alíquotas tributárias.

76. Adicionalmente, há de se ressaltar que não cabe à distribuidora fiscalizar a correção das informações prestadas por seus consumidores junto a autoridades tributárias. Caso identifique algum indício de irregularidade, a distribuidora deve informar aos responsáveis pela fiscalização, e não negar o atendimento da unidade consumidora à sua rede.

77. Nesse sentido, propõe-se explicitar no art. 67 que as informações da pessoa física ou jurídica constantes nos respectivos cadastros têm o objetivo de definição da titularidade, não sendo necessária correspondência de atividade ou de endereço com os da unidade consumidora.

III.4.3 Declaração Falsa ou Simulação de Carga (art. 67)

78. O art. 67, IV da REN nº 1.000/2021 dispõe que o consumidor e demais usuários, na solicitação do orçamento de conexão, devem apresentar a declaração descritiva da carga instalada da unidade consumidora. Conhecida a carga instalada e demais características da conexão solicitada, a distribuidora, conforme art. 17, é obrigada a realizar a conexão na modalidade permanente, desde que as instalações elétricas do consumidor e demais usuários satisfaçam às condições técnicas de segurança, proteção, operação e demais condições estabelecidas na legislação.

79. Essa informação da carga instalada é utilizada, por exemplo, para avaliar o direito do consumidor ao atendimento gratuito, disposto no art. 14 da Lei nº 10.438/2002, Marco Legal da

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



P. 16 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

Universalização. No caso desse atendimento gratuito de universalização, a existência da carga instalada de até 50kW é um pré-requisito, conforme transcrito a seguir:

“Art. 104. O consumidor, com fundamento na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, tem direito à conexão gratuita de sua unidade consumidora ao sistema de distribuição de energia elétrica, desde que atendidos, de forma conjunta, os seguintes critérios:

I - enquadramento no grupo B, com tensão de conexão menor que 2,3 kV;

II - carga instalada na unidade consumidora menor ou igual a 50kW;

III - não exista outra unidade consumidora com fornecimento de energia na propriedade; e

IV - obras para viabilizar a conexão contemplando:”

80. Nesse sentido, como regra geral, a distribuidora não deve atender como universalização os casos em que o terreno está vazio, ou seja, não há carga de qualquer natureza. Nos casos em que a edificação se encontra em construção e haja necessidade de energia para a obra, deve-se atender como fornecimento temporário, conforme Capítulo III do Título II da REN nº 1.000/2021.

81. No caso de unidade consumidora com microgeração distribuída, a informação da carga instalada também é utilizada para avaliação da aplicação do art. 8º, §6º da Lei nº 14.300/2022, assunto regulado no parágrafo único do art. 106, que dispõe que não há participação financeira do consumidor nas obras de melhorias ou reforços no sistema de distribuição nos casos em que a potência instalada da microgeração é menor ou igual a potência disponibilizada para atendimento da carga da unidade consumidora em que a geração será conectada.

82. Assim, a depender da carga instalada informada no momento da solicitação do orçamento de conexão, que deve corresponder à carga efetivamente instalada e passível de comprovação, o consumidor se habilita ao direito de gratuidade na conexão ou de pagamento de uma participação financeira menor, alocando os custos por ele não suportados para pagamento dos demais consumidores, via remuneração dos investimentos pela tarifa de energia.

83. Sobre essa declaração de carga instalada feita pelo consumidor, presume-se, *a priori*, como sendo de boa-fé, requisito essencial nas relações de consumo e que se traduz numa máxima intenção do bem, da verdade e da lealdade na relação jurídica e nas demais tratativas para obtenção do fornecimento do serviço público de energia elétrica.

84. Caso a distribuidora verifique que a declaração de carga instalada não corresponde à realidade encontrada na unidade consumidora, seja por inexistência total ou parcial, ou mesmo que a carga, ainda que existente, é na verdade uma simulação, e que tal situação gerou um benefício indevido ao consumidor na alocação dos custos de conexão, avalia-se que pode ser caracterizada a situação de fraude à lei prevista no art. 187 do Código Civil de 2002, transcrito a seguir:

“Art. 187. Também comete ato ilícito o titular de um direito que, ao exercê-lo, excede manifestamente os limites impostos pelo seu fim econômico ou social, pela boa-fé ou pelos bons costumes.”

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



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

P. 17 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

85. A fraude à lei pode ser entendida como a prática de uma conduta com aparência de legalidade e com suposto amparo no ordenamento jurídico, a exemplo da Lei nº 10.438/2002 e da Lei nº 14.300/2022, mas que, de fato, a partir da análise das circunstâncias e do exame do caso concreto, identifica-se como ato de burla, ou seja, de comportamento dissimulado e evado de ilicitude com o propósito de obtenção de vantagens para as quais tal situação fática não se enquadraria.

86. Assim, ocorrendo a caracterização dessa situação de benefício indevido no pagamento dos custos de conexão associado à informação incorreta da carga instalada nos casos de conexão de unidade consumidora com geração distribuída, a distribuidora deve recalcular os custos de conexão, aplicando o mesmo procedimento do inciso II do art. 147 da REN nº 1.000/2021.

87. Caso a constatação da informação de carga instalada incorreta que resulte em benefício indevido no pagamento dos custos de conexão ocorra antes do início do fornecimento, a distribuidora pode não emitir ou cancelar o orçamento de conexão ou, conforme o caso, reprovar a vistoria. Após o início do fornecimento, a distribuidora deve notificar o consumidor previamente à realização da cobrança do ressarcimento, de forma a oportunizar o contraditório e a ampla defesa.

III.4.4 Análise em lote de Solicitações de Conexão (arts. 68 e 72)

88. A REN nº 1.000/2021 dispõe que a distribuidora deve emitir um orçamento de conexão individualizado para cada solicitação recebida. Considerando diversas dúvidas recebidas, tanto de consumidores como de distribuidoras, a STD tem respondido favoravelmente quanto à possibilidade de análise em lote e emissão de orçamento de conexão único para mais de uma solicitação de conexão, desde que, existindo viabilidade técnica, haja solicitação ou anuência expressa dos consumidores.

89. Nesse sentido, propõe-se incluir na REN nº 1.000/2021 (art. 68 e art. 72) dispositivos que explicitem essa possibilidade de a distribuidora realizar a análise em lote das solicitações de conexão, de forma a otimizar e simplificar a realização dos estudos, projeto e orçamento para mais de uma solicitação de orçamento de conexão, para fins de determinação da obra única a ser realizada e do cálculo do encargo de responsabilidade da distribuidora e participação financeira.

90. Nesses casos de análise em lote das solicitações de conexão, para fins de proporcionalização, geral deve ser aplicada a mesma regra vigente, considerando a soma das demandas de carga ou geração a serem atendidas. Para a demanda total disponibilizada pelo orçamento, deve ser considerada a máxima demanda disponibilizada à poligonal que circunscreve o lote de solicitações de conexão em análise, de forma semelhante à demanda disponibilizada a um empreendimento de múltiplas unidades consumidoras.

91. Importante observar que está sendo proposto no item III.4.6 o aprimoramento da regra de proporcionalização dos itens do orçamento que impliquem reserva de capacidade no sistema, de modo que, no caso de análise em lote, a proporcionalização para esses itens considere a soma das demandas dos pontos de conexão e a demanda disponibilizada pelo item.

92. O cálculo do encargo de responsabilidade da distribuidora (ERD) deve ser realizado considerando a soma das demandas dos pontos de conexão.

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



P. 18 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

93. Ressalta-se ainda que, nos casos de análise em lote, deve ser apresentado aos solicitantes um único orçamento de conexão, com pagamento unificado da participação financeira. Cabe aos solicitantes realizar o rateio dos custos para pagamento de eventual participação financeira, o que pode ser realizado de forma proporcional à demanda solicitada em cada unidade consumidora ou por outra forma de rateio mediante acordo entre as partes, a exemplo do que já está disposto no art. 47, §4º da REN nº 1.000/2021.

III.4.5 Orçamento de Conexão Incorreto (art. 69)

94. O art. 69 da REN nº 1.000/2021 estabelece todos os itens que o orçamento de conexão deve conter, não se justificando o recebimento pelo consumidor de orçamentos incompletos, incorretos ou em desacordo com o que dispõe a regulação da ANEEL.

95. Nesse sentido, avalia-se que orçamento de conexão emitido em desacordo com a REN nº 1.000/2021 gera ao consumidor e demais usuários o direito de receber, mediante solicitação, o orçamento corrigido, o que se entende que deve ser explicitado.

96. De modo a garantir o livre exercício do direito ao orçamento corrigido, avalia-se ainda ser necessário explicitar no texto aspectos que protejam o consumidor, elencados a seguir:

- i) manutenção da data inicial da solicitação do orçamento de conexão;
- ii) vedação ao aumento no valor a ser pago pelo consumidor;
- iii) consideração da data de entrega do orçamento corrigido como data em que o serviço foi efetivamente prestado, para apuração de eventual descumprimento de prazo e compensação; e
- iv) explicitação de que eventual valor incorreto pago em excesso pela conexão gera o direito à repetição do indébito (art. 103)

III.4.6 Solicitação de Orçamento aprovada com ressalvas (art. 71 e 83)

97. O art. 71 da REN nº 1.000/2021 dispõe que, ao receber a solicitação de orçamento, a distribuidora deve verificar a entrega das informações e documentos necessários e adotar uma das seguintes providências:

- i) comunicar ao consumidor e demais usuários que as informações e documentação recebida estão de acordo com a regulação e que realizará os estudos, elaboração do projeto e orçamento; ou
- ii) indeferir a solicitação e comunicar ao consumidor e demais usuários as não conformidades, observado o art. 416 e o direito ao registro de reclamação.

98. A resolução possui uma lógica binária, que garante que a distribuidora tenha todas as

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



P. 19 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

informações necessárias para análise, elaboração do projeto e do orçamento. Ocorre que da análise dos casos concretos trazidos à Agência, foram identificadas situações em que a solicitação de orçamento continha todas as informações e documentação obrigatórias, mas que possuíam ressalvas que não inviabilizavam a emissão do orçamento de conexão.

99. Nesse sentido, propõe-se explicitar no art. 71 a possibilidade da distribuidora aprovar com ressalvas a solicitação de orçamento. As ressalvas precisariam ser solucionadas até a aprovação do orçamento sob pena do orçamento perder a validade.

III.4.7 Análise de Inversão de Fluxo em Atendimentos de MMSGD (art. 73)

100. O art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021 dispõe que, no caso de conexão nova ou o aumento de potência injetada de microgeração ou minigeração distribuída, a distribuidora deve realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem a inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador.

101. Esse tema foi objeto da Consulta Pública nº 51/2022 e foi abordado na Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, da qual transcrevem-se alguns trechos para melhor situar a questão:

54. Conceitualmente, as conexões de geração distribuída, por estarem junto à carga ou o mais próximo possível da carga, podem trazer benefícios ao sistema, a exemplo da redução das perdas e dos investimentos em linhas de transmissão quando comparadas aos sistemas de geração centralizada. A Lei nº 14.300/2022 manteve esse conceito, ao definir a micro e a minigeração distribuída como sendo a geração conectada à rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras. Ou seja, a lei estabeleceu o princípio de que a microgeração ou a minigeração distribuída diferenciam-se dos demais geradores pelo fato de estarem perto de carga. Com isso, a definição não diz respeito apenas a condições comerciais da energia injetada, mas também à condição especial de o fluxo energético e os impactos da injeção desses geradores limitar-se às redondezas elétricas.

55. Entretanto, quando esse princípio é quebrado e há excesso de geração distribuída em determinado local, para além da capacidade do sistema elétrico e/ou da necessidade do mercado, podem surgir problemas técnicos como o desbalanceamento de fases, elevação da tensão em regime permanente (ultrapassando os limites adequados estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST), danos aos transformadores devido às constantes mudanças de tapes, alterações no fator de potência, distorções na qualidade de energia, redução da vida útil dos ativos, a inversão do fluxo de potência nos transformadores de distribuição, dentre outros.

56. Tais problemas, se não tratados ou evitados, podem inviabilizar a coordenação e operação do sistema de proteção e a regulação de tensão, e mesmo aumentar as perdas técnicas, tendo grande potencial de causar danos ao sistema elétrico de distribuição ou a outras instalações e equipamentos elétricos. Há também problemas de ordem econômica, uma vez que o excesso de geração enseja investimentos em rede para receptionar uma geração que, por definição, deveria estar próxima da carga, representando ineficiência alocativa em desacordo com o art. 7º do Decreto nº 2.655/1998 por representar uso não racional dos recursos energéticos.

102. Assim, o art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021 busca equacionar o excesso de geração distribuída em determinado local, para além da capacidade do sistema elétrico ou da necessidade do

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



P. 20 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

mercado. Ocorre que, desde a publicação da REN nº 1.059/2023, a ANEEL tem recebido questionamentos sobre a aplicação do referido dispositivo, de modo que se identificou a necessidade de pequenos ajustes no texto.

103. Um dos pontos é o de explicitar que, no caso de conexão no Grupo B, com conexão por meio de transformador exclusivo da distribuidora, a análise de inversão do fluxo de potência não deve ser realizada no posto de transformação, somente no nível de tensão superior.

104. Adicionalmente, propõe-se discutir na consulta pública situações em que o art. 73, §1º não deve ser aplicado, a exemplo de:

- a) microgeração e minigeração distribuída que não injete na rede de distribuição de energia elétrica; e
- b) microgeração distribuída que se enquadre nos critérios de gratuidade dispostos no art. 104, 105 e 106 da REN nº 1.000/2021.

105. No caso da alínea “a”, pelo fato de que eventual desconexão da unidade consumidora já poderia ter o efeito de causar a inversão de fluxo, além do fato de garantir o direito pleno a eficientização energética interna. No caso da alínea “b”, porque os casos de gratuidade estão associados a gratuidade de conexão da própria carga com a geração distribuída.

III.4.8 Disponibilização dos Estudos (art. 73 e art. 78)

106. O art. 78 da REN nº 1.000/2021 dispõe que a distribuidora deve disponibilizar ao consumidor e demais usuários, sempre que solicitado, os estudos que fundamentaram a alternativa escolhida no orçamento estimado ou no orçamento de conexão.

107. Avalia-se que essa disponibilização dos estudos deve observar o princípio da transparência, de modo que permita a sua reprodução pelo consumidor e demais usuários.

108. Nesse sentido, nos casos de estudos de inversão de fluxo (art. 73, §§1º e 2º) que indiquem como alternativa a redução da potência injetável (de forma permanente, em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica), deve ser incluído no estudo que faz parte do orçamento de conexão a análise da inversão de fluxo para todos os dias da semana e, no mínimo, de hora em hora.

109. Considera-se ainda que o consumidor e demais usuários também podem especificar à distribuidora quais informações têm interesse de avaliar, bem como têm direito à complementação em caso de informações consideradas insuficientes.

110. Finalmente, observa-se que a regulação deve prever o tratamento para os casos em que a distribuidora se recusa a fornecer os estudos ou que o faz de forma incompleta, para o qual avalia-se a adoção do mesmo tratamento para o caso da distribuidora que se recusa a fornecer a gravação solicitada pelo consumidor, de que trata o art. 393, §4º.

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



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

P. 21 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

III.4.9 Solicitação de avaliação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

111. O art. 75 da REN nº 1.000/2021 estabelece que a distribuidora deve solicitar avaliação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS nos casos de:

- i) a análise indicar a existência de impactos no sistema de transmissão;
- ii) se tratar de conexão de central geradora com potencial para ser classificada na modalidade de operação Tipo I ou Tipo II-A, conforme Procedimentos de Rede; ou
- iii) a instalação da distribuidora em que se dará a conexão for parte da rede complementar, conforme definição constante dos Procedimentos de Rede.

112. A avaliação do ONS prevista no art. 75 da REN nº 1.000/2021 para MMGD somente deve ser requisitada em situações específicas, em que o estudo de impacto sistêmico da conexão elaborado pela distribuidora indicar a existência de impactos na Rede Básica, Rede Básica de Fronteira ou Demais Instalações de Transmissão em função dessa conexão. O pedido de avaliação da distribuidora deve estar acompanhado do estudo realizado, das características da carga na área de atuação e das demais informações necessárias para avaliação pelo ONS.

113. No caso de conexão de MMGD, a distribuidora deve ainda realizar, previamente à consulta ao ONS, os estudos que identifiquem as opções viáveis para eliminar eventual inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, conforme art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021.

114. Assim, a suspensão do prazo de que trata o §1º do art. 76, nesses casos de consulta ao ONS, somente se dará de maneira efetiva caso a distribuidora tenha cumprido os requisitos previstos na REN nº 1.000/2021 para realizar a consulta ao ONS, sob risco de, em caso contrário, a consulta ser caracterizada como meramente protelatória e sem efeito para fins de suspensão do prazo.

115. Importante observar que se enquadram no §2º do art. 17 da REN nº 1.000/2021, de impossibilidade de conexão por motivo não atribuível à distribuidora, os casos em que existam impactos no sistema de transmissão e, devidamente consultado acerca do caso concreto e específico, o ONS responda pela inviabilidade da conexão e que não existe solução planejada, não havendo alternativas de obras no sistema de distribuição para viabilizar o atendimento.

116. Assim, propõe-se explicitar nos arts. 75 e 76 da REN nº 1.000/2021 requisitos mínimos para a solicitação de avaliação do ONS, bem como tratamento para a suspensão do prazo nos casos em que a distribuidora não cumprir com tais requisitos.

III.4.10 Transferência de Controle Societário MMGD (art. 85)

117. No caso de MMGD, o art. 5º da Lei nº 14.300/2022 veda a transferência de titularidade ou do controle societário até a solicitação de vistoria, tendo como consequência o cancelamento do orçamento de conexão (parecer de acesso), conforme apresentado a seguir:

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



P. 22 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

Art. 5º Fica vedada a transferência do titular ou do controle societário do titular da unidade com microgeração ou minigeração distribuída indicado no parecer de acesso até a solicitação de vistoria do ponto de conexão para a distribuidora, assegurada a destinação de créditos de energia às unidades consumidoras beneficiárias, a partir do primeiro ciclo de faturamento subsequente ao do pedido.

*Parágrafo único. A não observância da vedação prevista no **caput** deste artigo implica o cancelamento do parecer de acesso.*

118. A REN nº 1.059/2023 regulou esse tema do art. 5º no art. 83, §7º, VI da REN nº 1.000/2021, que dispõe que o orçamento de conexão perde a validade no caso de transferência de controle societário, bem como no art. 138, §7º, que trata das condições para realização da alteração de titularidade de MMGD.

119. Nos casos em que os contratos já foram formalizados, avalia-se que o orçamento de conexão foi, de certa forma, convalidado, não sendo possível mais cancelá-lo ou declarar perda de validade, ou seja, eventual transferência do controle societário não deve ter efeito negativo no processo de conexão. Nesse sentido, propõe-se que o regulamento explicita que a transferência de controle societário de empresa em processo de conexão de sua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída não cancela, invalida ou encerra os contratos formalizados, inclusive o de adesão, ainda que realizada antes da aprovação ou solicitação da vistoria.

III.4.11 Custos de Conexão – Importador e Exportador (arts. 98 e 644)

120. Na alocação de custos de conexão das obras de responsabilidade da distribuidora para exportador e importador, identificou-se uma antinomia entre o §1º do art. 98, que isenta o pagamento de participação financeira, do art. 644, V, que atribui a totalidade dos custos a esses usuários.

121. Assim, propõe-se uma correção nesses dispositivos, para que ambos disponham que tais usuários são responsáveis por custear a diferença positiva entre os investimentos realizados pela distribuidora até o ponto de conexão e o encargo de responsabilidade da distribuidora, conforme art. 108 e seguintes.

III.4.12. Custos de Conexão – Proporcionalização (art. 108)

122. A REN nº 1.059/2023 simplificou a regra de proporcionalização do art. 108, §1º da REN nº 1.000/2021, eliminando a proporcionalização individualizada dos itens do orçamento. De acordo com a redação atual, a proporcionalização da obra de mínimo custo global deve ser realizada considerando a relação entre a maior demanda de carga ou geração a ser atendida ou acrescida e a máxima demanda disponibilizada pelo orçamento no ponto de conexão.

123. Embora a nova regra seja mais simples que a anterior, a proporcionalização de todos os itens do orçamento por um mesmo índice pode resultar em desequilíbrio entre as partes, na medida em que o conceito de obra de mínimo custo global pode ser aplicado de diferentes formas pelas distribuidoras, e para cada diferente equipamento pode existir uma reserva de capacidade muito desigual, também com grandes variações entre as distribuidoras. Adicionalmente, alegam as distribuidoras que

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



P. 23 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

possuem padrões técnicos que devem ser respeitados, o que pode conduzir a uma proporcionalização inadequada.

124. Esse tema foi abordado pela ABRADDEE nas correspondências ABRADDEE/B15.CT2023-0018⁶ e ABRADDEE/ B31.CT2023- 0050⁷, em que a associação se manifestou, em breve resumo:

- ✓ grande dificuldade em operacionalizar o novo procedimento;
- ✓ que o critério anterior era bastante claro quanto a operacionalização, uma vez que se empregava o valor nominal do item de material e comparava-se com a maior potência entre geração e carga solicitada.
- ✓ que o critério anterior era facilmente apresentável em memórias de cálculo e assegurava o direito das unidades consumidoras saberem exatamente o que estão pagando;
- ✓ que o excesso de capacidade dos elementos era atribuído à concessionária, e futuramente poderia ser empregado em obras futuras para o atendimento de outras demandas, não recaindo estes custos sobre o consumidor;
- ✓ que pelo novo critério nas obras de conexão em alta tensão quase todo custo de atendimento fica com a distribuidora, ou seja, passou a ser custeada por todos os clientes.
- ✓ que não é possível aproximar a demanda disponibilizada pela obra à demanda do cliente, pois os equipamentos disponíveis no mercado para aplicação em alta tensão possuem potências nominais elevadas.

125. Da mesma forma, consumidores e suas associações também têm reclamado da nova regra de proporcionalização e de sua aplicação pelas distribuidoras.

126. Nesse sentido, avalia-se que a nova regra do art. 108, §1º da REN nº 1.000/2021 pode causar um desequilíbrio na atribuição dos custos entre as conexões de baixa, média e alta tensão, em que proporcionalmente as de baixa tensão podem pagar mais, a depender da obra de conexão. Assim, para os itens do orçamento que impliquem reserva de capacidade no sistema (condutores, transformadores de força/distribuição, reguladores de tensão, bancos de capacitores e reatores, transformadores de corrente, chaves e elementos de manobra, dentre outros), propõe-se o retorno da proporcionalização individual, conforme redação anterior do art. 108, §1º, considerando a relação entre a demanda a ser atendida ou acrescida e a demanda disponibilizada pelo item do orçamento. Para os demais itens do orçamento, avalia-se que a nova regra do art. 108, §1º da REN nº 1.000/2021 é positiva e deve ser mantida como regra para o orçamento.

⁶ 48513.006028/2023-00

⁷ 48513.013798/2023-00

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



P. 24 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

III.4.13 Titularidade em Associação de Geração Distribuída (arts. 9º e 138)

127. O art. 3º da Lei nº 14.300/2022 trata de uma situação especial de transferência de titularidade:

Art. 3º Os consumidores participantes de consórcio, cooperativa, condomínio voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil instituída para empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou de geração compartilhada, na forma prevista nesta Lei, poderão transferir a titularidade das contas de energia elétrica de suas unidades consumidoras participantes do SCEE para o consumidor-gerador que detém a titularidade da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída desses empreendimentos.

128. Em função dos questionamentos recebidos sobre o tema, propõe-se explicitar essa disposição legal no art. 138 da REN nº 1.000/2021.

129. De forma relacionada, propõe-se deixar claro na regulação que nesses casos de aplicação do art. 3º da Lei nº 14.300/2022, a distribuidora deve manter o relacionamento com o titular anterior, que é quem de fato utiliza a unidade consumidora e detém a propriedade ou posse do imóvel, inclusive para fins de fornecimento de informações e alteração contratual.

III.4.14 Encerramento de Contrato em caso de alteração de Grupo de Tensão (art. 140)

130. O art. 140 da REN nº 1.000/2021 dispõe que o encerramento do vínculo contratual entre a distribuidora e o consumidor e demais usuários ocorre nas seguintes situações:

- i) solicitação do consumidor e demais usuários;
- ii) pedido de conexão ou de alteração de titularidade formulado por novo consumidor ou demais usuários para as mesmas instalações;
- iii) término da vigência do contrato; ou
- iv) rescisão ocasionada por desligamento de consumidor livre ou especial inadimplente da CCEE.

131. A proposta contempla explicitar no art. 140 que também ocorre o encerramento contratual nos casos de mudança da conexão do Grupo B para o Grupo A, em que se encerra o contrato de adesão e se celebram os contratos do Grupo A, bem como quando ocorre o contrário, na mudança da conexão do Grupo A para o Grupo B.

III.4.15 Custos de Cobrança de Fatura em Atraso (art. 343)

132. O art. 343 da REN nº 1.000/2021 estabelece o valor que o consumidor deve pagar em caso de atraso:

“Art. 343. No caso de atraso no pagamento da fatura, a distribuidora pode cobrar multa,

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



P. 25 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

atualização monetária pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA e juros de mora de 1% ao mês calculados pro rata die.

§ 1º A cobrança de multa pode ser realizada no percentual de até 2%. [...]”

133. Essas disposições são reforçadas pelo art. 339, que estabelece que o consumidor e demais usuários que não pagam a fatura de energia elétrica até a data do vencimento sujeitam-se às penalidades do art. 343.

134. Assim, a cobrança de multa de até 2%, a atualização monetária pelo IPCA e os juros de mora de 1% constituem o rol exaustivo que a distribuidora pode cobrar do consumidor em caso de atraso no pagamento, o que constitui o débito do consumidor.

135. Em relação ao local ou forma de pagamento, observa-se ainda que a regulação da ANEEL contém as seguintes disposições: (i) pagamento nos locais de arrecadação, sem ter que se deslocar do município (art. 341); (ii) pagamento pode ser por meio de segunda via, código de pagamento, PIX ou outro meio que viabilize o pagamento da fatura (art. 330 e 339-A).

136. O débito vencido pode ensejar a suspensão por inadimplemento (art. 356, I), mediante prévia notificação (art. 360), o que pode resultar em restrições ao consumidor até que ocorra o efetivo pagamento (art. 346, §§1º e 2º). Caso venha a ter o serviço suspenso, a religação ocorre mediante compensação do débito no sistema da distribuidora, comunicação de pagamento por parte do consumidor ou comprovação da quitação dos débitos (art. 362, §2º).

137. Observa-se também que, além dos valores dispostos no art. 343, a REN nº 1.000/2021 dispõe expressamente que a distribuidora pode cobrar do consumidor o custo do serviço de religação (art. 365), o custo administrativo de inspeção no caso de religação à revelia (art. 368) e a emissão de segunda via da fatura (art. 623, VI). Já os demais custos do processo de cobrança do débito, a exemplo dos custos de notificação, da realização da suspensão do fornecimento e demais custos operacionais (de pessoal, de sistemas, de materiais, de serviços de terceiros, de arrecadação, bancários etc.) não podem ser cobrados diretamente do consumidor, pois são todos tratados como custos operacionais e reconhecidos pela metodologia disposta nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

138. Assim, no processo de cobrança de uma fatura em atraso, existem valores e serviços que a distribuidora pode cobrar diretamente do consumidor, bem como outros que a distribuidora não pode cobrar diretamente ou impor ao consumidor, em função da ausência de disposições regulatórias que expressamente estabeleçam essa possibilidade.

139. No mesmo sentido dispõe o art. 51, XII do Código de Defesa do Consumidor - CDC:

Art. 51. São nulas de pleno direito, entre outras, as cláusulas contratuais relativas ao fornecimento de produtos e serviços que:

[...]

XII - obriguem o consumidor a ressarcir os custos de cobrança de sua obrigação, sem que igual direito lhe seja conferido contra o fornecedor;

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



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

P. 26 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

140. Essa discussão também se relaciona com as disposições da Lei nº 14.181/2021, que aprimora o CDC para tratar da “Prevenção e Tratamento do Superendividamento”, na medida em que existe o risco de que com a elevação do débito, além do disposto no art. 343 da REN nº 1.000/2021, o consumidor não consiga arcar com o seu pagamento e fique ou sem o serviço essencial ou em situação que comprometa o seu mínimo existencial (superendividamento).

141. Avalia-se ainda que o tema se relaciona com a Medida Provisória nº 1.176/2023, que dispõe sobre o Programa Emergencial de Renegociação de Dívidas – Desenrola Brasil, e que objetiva reduzir o endividamento da população, o que inclui tratar a inadimplência das principais dívidas contraídas pelas famílias brasileiras: cartão de crédito, contas básicas (água, luz, gás e telefonia) e varejo.

142. Do exposto, a proposta contempla um aprimoramento para explicitar na REN nº 1.000/2021 que, na cobrança de fatura em atraso, a distribuidora pode utilizar qualquer meio que viabilize o pagamento do débito, desde que tal meio: (i) não aumente o débito além do que estabelece o art. 343 (multa de até 2%, IPCA e juros de mora de 1%); (ii) não imponha ao consumidor pagar os custos de cobrança; e (iii) não vede ao consumidor pagar o débito diretamente à distribuidora.

143. Importante ressaltar que o aprimoramento ora proposto tem o objetivo exclusivo de tornar mais claro o próprio texto da REN nº 1.000/2021 e demais dispositivos regulatórios citados à luz da legislação, em especial do CDC. Não se trata, portanto, de inovação regulatória ou de análise se um determinado meio de cobrança pode ser utilizado pela distribuidora e em que condições, o que deve ser realizado de forma concreta na aplicação do regulamento e da legislação.

III.4.16 Regras de faturamento de MMGD em unidades com tarifa branca (art. 655-G)

144. Unidades consumidoras faturadas na modalidade tarifária horária branca possuem três postos tarifários: ponta, intermediário e fora ponta. A regulamentação atual não deixa clara qual seria a ordem de utilização de excedentes produzidos num determinado posto. De forma a cobrir essa lacuna regulatória, propõe-se a inserção do seguinte dispositivo ao art. 655-G da REN 1.000/2021:

§ 11 No caso de unidade consumidora enquadrada na modalidade tarifária horária branca, nos termos do art. 212, o excedente de energia de cada posto deve ser prioritariamente alocado no posto em que a tarifa seja mais próxima daquela em que a energia foi gerada.

145. Com base na definição acima, excedentes gerados, por exemplo, no horário fora de ponta seriam primeiramente utilizados para abater o consumo no período intermediário e, somente após esse procedimento, caso ainda sobrem excedentes, se abateria o consumo do horário de ponta (obedecida a relação entre as componentes TE Energia de cada posto).

146. Outro aspecto referente ao faturamento em unidades consumidoras na modalidade tarifária horária branca, participantes do SCEE, é a falta de definição na regulamentação atual sobre qual posto tarifário deve ser escolhido para iniciar a compensação. Em virtude da regra prevista no inciso I do §2º do art. 655-I, que limita a quantidade de energia compensada para que o faturamento não seja inferior ao custo de disponibilidade, a depender do posto horário em que se inicia, a compensação obtém-se resultados diferentes em termos de quantidade de energia compensada em cada um dos postos

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



P. 27 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

tarifários. Nos casos em que se atinja o limite do custo de disponibilidade, a ordem de compensação não alterará o valor do faturamento, mas resultará em maior ou menor sobra de energia em cada posto horário para alocação em outras unidades consumidoras ou utilização, como créditos de energia, em ciclos de faturamento futuros. Sendo assim, é importante definir o posto tarifário prioritário para o início do processo de compensação, de forma a uniformizar os procedimentos de faturamento entre os consumidores.

147. A proposta que se submete à CP é de estabelecer uma sequência de compensação que inicia com a compensação no posto horário fora-ponta, passa para o posto horário ponta e termina no posto horário intermediário. A lógica utilizada foi privilegiar os postos horários pelo tempo correspondente (19 horas de fora-ponta, 3 horas de ponta e 2 horas de intermediário – durante dias úteis), o que, a princípio, pode significar uma maior quantidade de consumo a compensar. Mas, espera-se receber contribuições a respeito do tema, inclusive sobre a necessidade de estabelecer uma sequência obrigatória ou se deixar a escolha a critério da distribuidora ou do consumidor.

III.4.17 Regras de faturamento de MMGD em unidades com desconto de irrigação (art. 655-G)

148. Outra proposta de aprimoramento é explicitar a forma de compensação e a aplicação de fatores de ajustes no caso de consumidores que possuam o benefício atrelado às atividades de irrigação e de aquicultura, conforme disposto no art. 186. A esses consumidores, aplica-se um desconto de até 90% nas tarifas durante um período diário contínuo de 8 horas e 30 minutos a ser estabelecido em acordo entre a distribuidora e o consumidor, garantido o horário das 21h30 às 6 horas do dia seguinte.

149. Esse período em que ocorre a redução nas tarifas – comumente chamado de “Horário Reservado” – não é formalmente definido como um “posto tarifário”, mas, por se tratar de um horário com faturamento com descontos específicos, a energia consumida (e, portanto, a injetada também) é medida de maneira independente do restante do período. Nesses casos, entende-se que a regulamentação merece ser aprimorada, para deixar claros dois pontos:

- a) dentro de um determinado posto tarifário, o “horário reservado” deve ter seus montantes de energia consumida e injetada apurados de maneira independente do “horário não reservado”, de modo que o excedente gerado, por exemplo, no horário fora de ponta não reservado deve primeiramente ser computado com base no consumo e injeção nesse mesmo período e, na sequência, esse excedente deve ser utilizado para abater eventual consumo no mesmo posto (fora de ponta) mas no período “reservado”; e
- b) não há o que se falar em aplicação da relação entre TE Energia de que trata o § 5º do art. 655-G por dois motivos: (i) não se trata de mudança de “posto tarifário” (conforme §3º do art. 12 da Lei nº 14.300/2022) e (ii) os valores de TE Energia homologados aplicáveis a esse consumidor no período reservado são os mesmos daqueles aplicados no período não reservado no mesmo posto tarifário, expressos nas resoluções homologatórias que aprovam os processos tarifários, de modo que os percentuais de desconto estabelecidos no art. 186 da Resolução Normativa nº 1.000/2021 devem ser

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



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

P. 28 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

aplicados sobre as tarifas homologadas, posteriormente à compensação dos excedentes.

150. Dessa forma, recomenda-se a inserção de novo dispositivo ao art. 655-G, de modo a refletir esses pontos, conforme minuta transcrita abaixo:

§ 12 No caso de unidade consumidora de classe rural que faça uso do benefício destinado às atividades de irrigação e aquicultura de que trata o art. 186:

I – a apuração dos montantes de energia a que se refere o § 2º deve ser feita de maneira separada para o período de aplicação do benefício; e

II – a alocação de excedentes deve ser feita primeiramente dentro do mesmo posto tarifário, não se aplicando nesse caso a relação entre TE Energia de que trata o § 5º.

III – na alocação de excedentes em outro posto tarifário se aplica a relação entre TE Energia de que trata o § 5º.

III.4.18 Tratamento da diferença entre a energia consumida e a energia compensada (art. 655-G)

151. Outra proposta de aprimoramento é explicitar o tratamento a ser dado ao montante residual da energia injetada, não classificada como excedente de energia, e a energia compensada para as unidades consumidoras que fazem uso da geração distribuída. De acordo com dúvidas recebidas na ANEEL, esse montante residual, decorrente da aplicação do faturamento mínimo do custo de disponibilidade (regra do art. 16 da Lei nº 14.300/2022), não se enquadraria na definição do excedente de energia disposta no art. 1º, VIII da Lei nº 14.300/2022:

Art. 1º [...] VIII - excedente de energia elétrica: diferença positiva entre a energia elétrica injetada e a energia elétrica consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída de titularidade de consumidor-gerador, apurada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento, exceto para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, em que o excedente de energia elétrica pode ser toda a energia gerada ou a injetada na rede de distribuição pela unidade geradora, a critério do consumidor-gerador titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

152. Sobre esse tema, avalia-se não ser possível a caracterização desse montante residual como crédito da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, pelo não enquadramento no conceito legal de crédito:

Art. 1º [...] VI - crédito de energia elétrica: excedente de energia elétrica não compensado por unidade consumidora participante do SCEE no ciclo de faturamento em que foi gerado, que será registrado e alocado para uso em ciclos de faturamento subsequentes, ou vendido para a concessionária ou permissionária em que está conectada a central consumidora-geradora;

153. Assim, avalia-se que esse montante residual deve ter tratamento semelhante ao de excedente de energia, o que se propõe explicitar no art. 655-H.

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



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

P. 29 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

III.4.19 Relação da Potência do Inversor com a Potência dos Módulos (item 14.1 Módulo 3, PRODIST)

154. A potência instalada de sistemas de geração fotovoltaicos é definida na Resolução Normativa nº 1.029/2022 como a “potência nominal elétrica, em kW (quilowatt), na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos”.

155. Nesse sentido, entende-se que a distribuidora não pode exigir que, na especificação de um sistema fotovoltaico do próprio consumidor, a potência nominal dos módulos seja necessariamente inferior à potência dos inversores.

156. A especificação do sistema a ser instalado, incluindo aí a definição do Fator de Dimensionamento do Inversor, é um critério técnico a ser definido pelo projetista (responsável técnico), com base nas características dos equipamentos e nas normas técnicas. De fato, conforme art. 33 da Resolução Normativa nº 1.000/2021, é o responsável técnico quem responde administrativa, civil e criminalmente em caso de danos e de acidentes decorrentes de eventuais erros.

157. Assim, propõe-se explicitar no item 14.1 do Módulo 3 do PRODIST, REN nº 956/2021, que, no caso de microgeração ou minigeração distribuída de fonte fotovoltaica, compete ao responsável técnico da instalação especificar a relação entre a potência dos módulos e a potência dos inversores, não sendo tal aspecto objeto de normatização ou de reprovação pela distribuidora.

III.5 ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

158. A Norma de Organização ANEEL nº 40, que dispõe sobre a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) no âmbito da Agência e que foi aprovada pela REN nº 941, de 6 de julho de 2021, estabelece em seu art. 1º a obrigatoriedade de se fazer Análise de Impacto Regulatório (AIR) previamente à expedição de ato normativo pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

159. Ocorre que, no presente caso, não cabe a ANEEL avaliar os impactos da Lei nº 14.620/2023, de modo que a regulamentação da ANEEL tem caráter essencialmente operacional, sem a possibilidade regulatória de adoção de diferentes alternativas para além do que foi estabelecido no respectivo diploma legal.

160. Ademais, no caso dos aprimoramentos do item III.4, avalia-se terem por objetivo conferir maior clareza, precisão e ordem lógica à regulação, bem como incorporar ao texto esclarecimentos já realizados e que estão sendo aplicados pelas distribuidoras. A exceção são os itens III.4.11, que propõe corrigir antinomia existente entre o art. 98, §1º e o art. 644, V da REN nº 1.000/2021, e o III.4.12, que propõe corrigir e retornar dispositivo anterior à alteração promovida pela REN nº 1.059/2023.

161. Para esses casos, a Norma de Organização ANEEL nº 40 prevê a possibilidade de dispensa da AIR, conforme redação do art. 7º, II:

*“Art. 7º A AIR poderá ser dispensada, mediante justificativa e decisão da Diretoria, nas hipóteses de:
[...]*

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



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2430277>

P. 30 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

II - ato normativo destinado a disciplinar direitos ou obrigações definidos em norma hierarquicamente superior que não permita, técnica ou juridicamente, diferentes alternativas regulatórias; [...]”

162. Nesse sentido, a avaliação da área técnica é que a AIR deve ser dispensada pelo enquadramento na hipótese prevista no inciso II do art. 7º da Norma de Organização ANEEL nº 40, entendendo-se ser suficiente a realização da Consulta Pública para o recebimento de contribuições à minuta de ato normativo.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

163. A presente Nota Técnica está fundamentada na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 e na Lei nº 14.620, de 13 de julho de 2023.

V - DA CONCLUSÃO

164. A Lei nº 14.620/2023 instituiu o Programa Minha Casa, Minha Vida, revogou o Programa Casa Verde Amarela, instituído pela Lei nº 14.118/2021, e alterou, dentre outras, a Lei nº 14.300/2022, marco legal da microgeração e minigeração distribuída.

165. Em função dessa nova legislação, conclui-se pela necessidade de aprimoramentos na REN nº 1.000/2021, conforme resumo dos principais pontos apresentado a seguir:

Dispositivo	Tipo	Tema
486-A	novo	Implantação de infraestrutura de energia elétrica no Programa Minha Casa, Minha Vida
486	revogação	Revogação do Programa Casa Verde Amarela
291	alteração	Operacionalização do desconto de 50% no custo de disponibilidade para participantes do SCEE inscritos no CadÚnico
655-X	novo	Comercialização de Excedente de Energia de MMGD com Órgãos Públicos

166. Considerando que os aprimoramentos propostos têm caráter essencialmente operacional, e que não cabe à ANEEL avaliar os impactos da Lei nº 14.620/2023, avalia-se que, nos termos do art. 7º, II da Norma de Organização ANEEL nº 40, deve ser dispensada a AIR, sendo suficiente a realização da Consulta Pública para o recebimento de contribuições à minuta de ato normativo.

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



P. 31 da Nota Técnica nº 76/2023–STD/STR/ANEEL, de 31/08/2023.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

167. Diante do exposto, recomenda-se a instauração de Consulta Pública por 45 dias, para obter subsídios da sociedade para a minuta de resolução que aprimora a Resolução Normativa nº 1.000/2021, para contemplar as disposições da Lei nº 14.620/2023 e dá outras providências.

(Assinado digitalmente)
DANIEL JOSÉ JUSTI BEGO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
DANIEL VIEIRA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
RENATA CAMPELLO SCOTTI
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
HENRIQUE TAVARES MAFRA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
CARLOS MARCEL FERREIRA DA SILVA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
DIEGO LUÍS BRANCHER
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
ROBSON KUHN YATSU
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
PEDRO MELLO LOMBARDI
Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição

De acordo:

(Assinado digitalmente)
CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

(Assinado digitalmente)
CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

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



OFÍCIO Nº 60 /2024-AID/ANEEL

Brasília, 20 de maio de 2024.

Ao Senhor
Raphael Ehlers dos Santos
Chefe da Assessoria de Assuntos Parlamentares e Federativos
Ministério de Minas e Energia – MME
Brasília – DF

Assunto: Ofício nº 106/2024/ASPAR/GM-MME, de 15/05/2024. Requerimento de Informação nº 938/2024 - Processo nº 48300.000355/2024-26

Senhor Chefe da Assessoria,

1. Reportamo-nos ao Ofício em epígrafe, por meio do qual esse Ministério encaminha o Ofício 1ª Sec/RI/E/nº 84, de 13 de maio de 2024, da Câmara dos Deputados, com o Requerimento de Informação nº 938/2024, de autoria do Deputado Júnior Ferrari (PSD - PA), Presidente da Comissão de Minas e Energia, que reitera o pedido de “informações acerca da memória de cálculo dos estudos técnicos que embasaram a instituição dos § 2º e §3º no art. 73 da REN 1.000/2023 bem como a quantidade de notificações ou reclamações encaminhadas por Distribuidoras ou Concessionárias a ANEEL.”

2. Em resposta, prestamos os seguintes esclarecimentos à demanda apresentada.

Sobre a base científica associada aos impactos técnicos da microgeração e minigeração distribuída no sistema de distribuição e transmissão de energia

3. Quanto à necessidade de estudos de conexão de Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD) para fundamentar os normativos da ANEEL, informamos que os aspectos técnicos associados à operação dos sistemas elétricos de potência possuem maturidade prática e conhecimento científico já sedimentado no setor elétrico e na academia, de modo que dispensam avaliações aprofundadas e densas do “caso a caso” concreto para justificar medidas que visam minimizar os efeitos da elevada penetração de geração nas redes de distribuição.

4. De todo modo, busca-se, nos parágrafos seguintes, trazer alguns conceitos de engenharia que, associados às práticas internacionais e às evidências coletadas pela ANEEL

SGAN - Quadra 603 / Módulo "I" e "J"
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel: 55 (61) 2192-8600

2430277

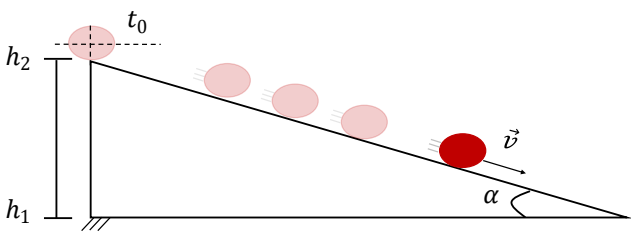
P. 2 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

(investimentos em expansão, reforços e melhorias nos sistemas de distribuição¹) motivaram os comandos estabelecidos no art. 73 da REN 1.000/2023.

5. Primeiramente, é importante esclarecer as diferenças estruturais e de configuração das redes de distribuição, quando comparadas às redes de transmissão de energia, as quais resultam nos conhecidos impactos advindos da inversão de fluxo de energia nos sistemas de distribuição.

6. As redes de distribuição são majoritariamente radiais, cujas linhas possuem uma alta relação R/X (relação entre a resistência, R , e a reatância, X , dos condutores). Tal característica mais resistiva das linhas de distribuição implica em maior sensibilidade da magnitude da tensão em relação aos fluxos de energia ativa. Enquanto nos sistemas de transmissão os fluxos de energia ativa são ditados pelas diferenças de ângulo das tensões, nos sistemas de distribuição esses fluxos são ditados pela diferença de magnitude das tensões, fluindo das magnitudes de tensão mais elevadas para as magnitudes de tensão mais baixas.

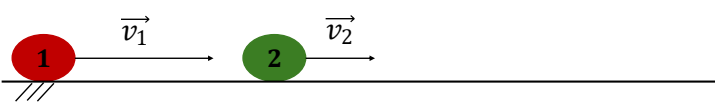
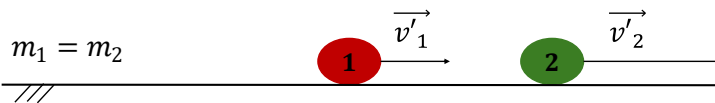
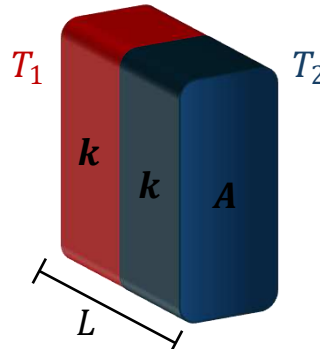
7. A figura a seguir ilustra esse conceito, que se aplica a todos os fluxos energéticos, não somente à energia elétrica. As diferenças de altitude, de temperatura, de tensão (magnitude ou ângulo) ditam os fluxos energéticos nos processos físicos.

Energia Potencial	
	$E = mg(h_2 - h_1)$
	$P = mg^2 \text{sen}^2(\alpha) t$
E: energia, m: massa, g: aceleração da gravidade, h: altura, α : ângulo do plano inclinado, t: tempo	

¹ Informações disponíveis no link: Plano de Desenvolvimento da Distribuição - PDD.



P. 3 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

Energia Cinética	
<p>Antes</p>  <p>Depois</p> <p>$m_1 = m_2$</p> 	$E = \frac{mv^2}{2}$ <hr/> $\vec{I}_2 = m_2 (\vec{v}'_2 - \vec{v}_2)$
E: energia, m: massa, v: velocidade, I: impulso	
Energia Térmica	
	$H = kA \frac{(T_1 - T_2)}{L}$
H: transferência de calor, k: condutividade térmica, T: temperatura, L: comprimento, A: área de condução térmica	
Energia Elétrica	
	<p>Transmissão ($X \gg R$):</p> $P = \frac{V_1 V_2}{X} \text{sen}(\theta_1 - \theta_2)$

P. 4 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

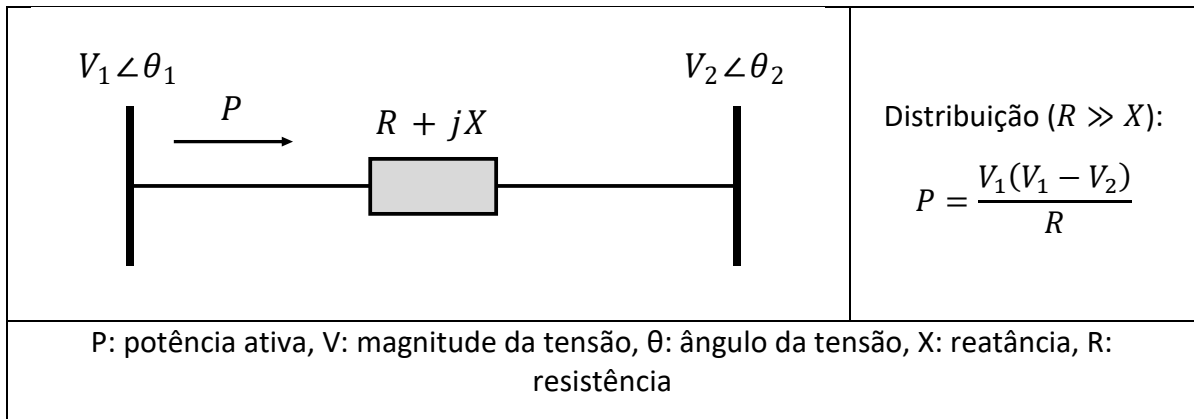


Figura 1 – Condições para a ocorrência dos fluxos energéticos

8. Tal condição física implica na elevação da magnitude da tensão em localidades onde há inversão do fluxo de energia gerada pela MMDG, dado que se trata de uma geração instalada no sistema de distribuição, grande parte nas redes de baixa tensão. Quanto maior a inversão de fluxo de energia, maior a elevação de tensão na localidade. A elevação de tensão acima dos limites estabelecidos no PRODIST resulta em queima de equipamentos e danos aos sistemas de distribuição e aos seus usuários. Cabe à distribuidora manter os níveis da tensão dentro dos limites normativos, caso contrário, ela deve pagar compensação financeira aos consumidores que percebem uma má qualidade da energia em sua unidade consumidora. Além disso, a distribuidora deve realizar os investimentos necessários na rede para corrigir o problema identificado.

9. A elevação na magnitude da tensão é o impacto mais comum e, frequentemente, o primeiro a ser percebido em um sistema de distribuição com maior penetração de MMDG. Mas há também o efeito nas perdas elétricas e na sobrecarga de linhas e transformadores de distribuição. No caso das perdas elétricas, os 2 exemplos a seguir evidenciam **a grande ineficiência em se exportar energia a partir dos sistemas de distribuição.**

Exemplo 1: Qual seria a perda típica por km para transmitir 50kW em a) um sistema de distribuição de 220 V e b) um sistema de transmissão de 500 kV.

Análise:

Para transmitir 50 kW com fator de potência unitário, considerando condutores típicos empregados nos sistemas de distribuição e de transmissão, a perda percentual é de:

- 39,7%** por km em um sistema de distribuição de **220 V** com um condutor de alumínio com seção transversal de 70 mm²
- 0,000007%** por km em um sistema de transmissão de **500 kV** com um condutor de alumínio com seção transversal de 745 mm²



P. 5 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

Equacionamento:

$$\text{Corrente de linha: } I = \frac{P}{\sqrt{3}V \cos \varphi}$$

$$\text{Resistência por comprimento: } \frac{R}{l} = \frac{\rho}{A}$$

$$\text{Resistividade: } \rho = 0,02688 \Omega \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$\text{Perdas por comprimento: } P_{\text{perdas}} = 3 \frac{R}{l} I^2$$

Condutor para 500 kV: extraído de EPRI Transmission Line Reference Book, 1982 – Tabela 2.7.1

Exemplo 2: Transmitir 3 MW com perda ôhmica de 3% em a) um sistema de distribuição de 220 V e b) um sistema de transmissão de 500 kV

Análise:

Como ilustração, considera-se a transmissão de **3 MW** com fator de potência unitário por meio de uma linha trifásica com condutores de alumínio desde o gerador até o centro consumidor situado a **10 km**. Admitindo-se uma perda ôhmica de **3,0%** na linha, o diâmetro do cabo deve ser de:

- 840,9 mm**, para a transmissão de potência em um sistema de distribuição de **220 V**;
- 0,4 mm**, para a transmissão de potência em um sistema de transmissão de **500 kV**.

Equacionamento:

$$\text{Corrente de linha: } I = \frac{P}{\sqrt{3}V \cos \varphi}$$

$$\text{Resistência: } R = \frac{P_{\text{perdas}}}{3I^2}$$

$$\text{Área da seção transversal: } A = \rho \frac{l}{R}$$

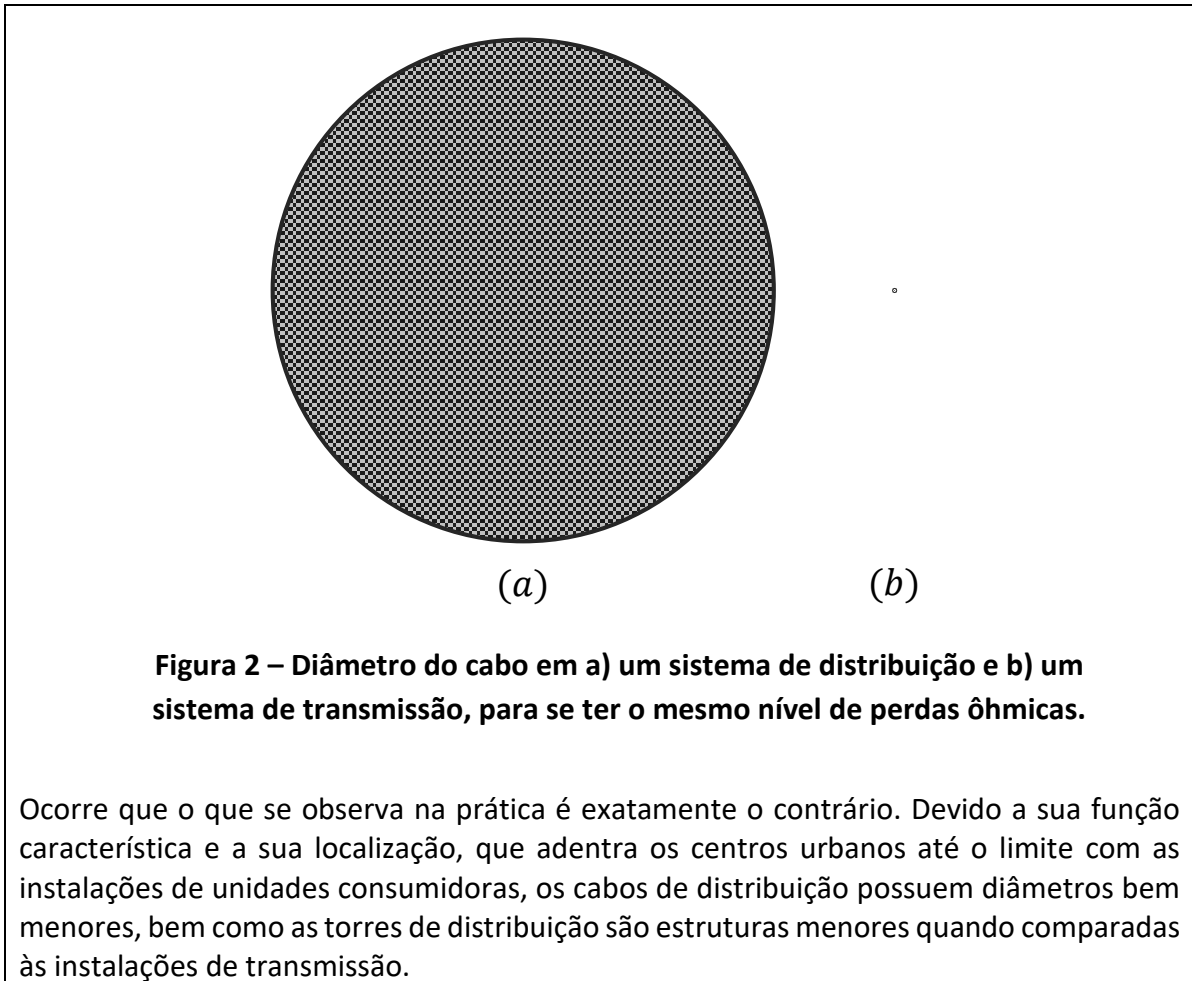
$$\text{Resistividade: } \rho = 0,02688 \Omega \frac{\text{mm}^2}{\text{m}}$$

$$\text{Diâmetro: } d = 2r = 2 \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

A Figura a seguir ilustra a diferença entre os diâmetros do cabo em a) um sistema de distribuição e b) um sistema de transmissão, para se ter o mesmo nível de perdas no transporte de determinada potência.



P. 6 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.



10. Quanto à sobrecarga de linhas e transformadores, é importante destacar que esses componentes foram projetados levando-se em consideração o fator de coincidência das cargas: não se projeta o sistema de distribuição para atender à soma das demandas máximas das unidades consumidoras, tendo em vista a diversidade no uso da energia pelos consumidores e ao alto investimento que seria necessário para um sistema sobredimensionado. Se por um lado o fator de coincidência do consumo é baixo, principalmente para consumidores residenciais, por outro lado, o fator de coincidência entre os sistemas de MMGD em uma mesma localidade é muito elevado, dado o comportamento da radiação solar.

11. Tal característica de coincidência da geração solar implica em sobrecarga de linhas e transformadores nas situações de alta penetração da MMGD e de inversão do fluxo de energia.



P. 7 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

12. Para endereçar os impactos anteriormente relacionados, são necessárias ações de recondução das linhas de distribuição, a troca de transformadores ou a construção de novas derivações no sistema de distribuição. Essas ações implicam em elevados investimentos realizados pelas distribuidoras, e posteriormente, repassados às tarifas dos demais consumidores de energia, inclusive para os consumidores de menor renda.

13. Assim, como explanado adiante, os diversos países que possuem mecanismos de feed-in ou *net metering* (como é o caso do Brasil), adotam medidas, seja via incentivos econômicos (valorando a energia injetada a menor), seja via limitações técnicas, para evitar os altos e ineficientes investimentos necessários para acomodar o excesso de geração na distribuição.

14. No caso do Brasil, a ANEEL optou por utilizar a inversão de fluxo de energia como sinalizador do excesso de geração na distribuição, por ser um indicador objetivo, mais simples de ser calculado e reproduzido pelo consumidor interessado. Vale ressaltar que as redes de distribuição não possuem o mesmo nível de monitoramento e visibilidade das redes de transmissão, o que dificulta a escolha de indicadores que dependem dos dados de medição nas instalações de baixa e média tensão. Além disso, a escolha de indicadores que dependem de análises e simulações como o fluxo de carga tornam-se um desafio diante do volume de acessos em curtos intervalos de tempo: em 2023, a cada 45 segundos, foi conectado um sistema de MMGD no país.

Sobre o processo de participação pública da ANEEL que culminou na publicação da REN nº 1059/2023

15. Sobre o assunto, esclarecemos inicialmente que o processo de aprimoramento das regras relativas à conexão de micro e minigeração distribuída foi objeto de amplo debate com a sociedade, tendo contado com uma Consulta Pública (CP nº 51/2022), que recebeu contribuições entre 04 de novembro e 19 de dezembro de 2022, e com uma Audiência Pública (AP nº 15/2022) realizada em 8 de dezembro de 2022.

16. O tema da análise de fluxo reverso foi apresentado antes da abertura da Consulta Pública, por meio da Nota Técnica nº 0041/2022-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, de 14/06/2022, com os seguintes fundamentos:

54. Conceitualmente, as conexões de geração distribuída, por estarem junto à carga ou o mais próximo possível da carga, podem trazer benefícios ao sistema, a exemplo da redução das perdas e dos investimentos em linhas de transmissão



P. 8 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

quando comparadas aos sistemas de geração centralizada. A Lei nº 14.300/2022 manteve esse conceito, ao definir a micro e a minigeração distribuída como sendo a geração conectada à rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras. Ou seja, a lei estabeleceu o princípio de que a microgeração ou a minigeração distribuída diferenciam-se dos demais geradores pelo fato de estarem perto de carga. Com isso, a definição não diz respeito apenas a condições comerciais da energia injetada, mas também à condição especial de o fluxo energético e os impactos da injeção desses geradores limitar-se às redondezas elétricas.

55. Entretanto, quando esse princípio é quebrado e há excesso de geração distribuída em determinado local, para além da capacidade do sistema elétrico e/ou da necessidade do mercado, podem surgir problemas técnicos como o desbalanceamento de fases, elevação da tensão em regime permanente (ultrapassando os limites adequados estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST), danos aos transformadores devido às constantes mudanças de tapes, alterações no fator de potência, distorções na qualidade de energia, redução da vida útil dos ativos, a inversão do fluxo de potência nos transformadores de distribuição, dentre outros.

56. Tais problemas, se não tratados ou evitados, podem inviabilizar a coordenação e operação do sistema de proteção e a regulação de tensão, e mesmo aumentar as perdas técnicas, tendo grande potencial de causar danos ao sistema elétrico de distribuição ou a outras instalações e equipamentos elétricos. Há também problemas de ordem econômica, uma vez que o excesso de geração enseja investimentos em rede para receptionar uma geração que, por definição, deveria estar próxima da carga, representando ineficiência alocativa em desacordo com o art. 7º do Decreto nº 2.655/1998 por representar uso não racional dos recursos energéticos.

57. Com a REN nº 1.000/2021, todos os estudos, inclusive para conexão de micro e minigeração distribuída, passaram a ser de responsabilidade da distribuidora, conforme parâmetros estabelecidos nos arts. 72 e 73. Feitos os estudos após o recebimento do pedido de conexão e, na ocorrência de problemas relacionados à presença da geração distribuída, a distribuidora deve, conforme minuta proposta, oferecer ao consumidor pelo menos uma das seguintes alternativas:

- a) conexão em nível de tensão diferente do previsto no inciso I do caput do art. 23, apresentando quais seriam as alternativas;
- b) limitação da injeção de energia, informando o máximo admissível que será reconhecido para fins do SCEE, o que deve ser pactuado em contrato;
- c) limitação ou interrupção da injeção de energia em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica, informando o que será reconhecido para fins do SCEE, o que deve ser pactuado em contrato e no acordo operativo, exclusivamente no caso de minigeração distribuída;

P. 9 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

d) alteração do ponto de conexão, apresentando qual seria a alternativa para a conexão, exclusivamente no caso de minigeração distribuída nas modalidades autoconsumo remoto ou geração compartilhada; ou e) uso de funcionalidades nos dispositivos de interface com a rede que garantam que os impactos decorrentes da geração não acarretem os problemas mencionados.

58. Importante ressaltar que as alternativas de “c” e “d” acima expostas serão aplicadas exclusivamente para minigeração distribuída.

59. Trata-se de uma metodologia, ainda que simplificada, baseada no conceito de “hosting capacity” ou capacidade de hospedagem, ou seja, a avaliação da quantidade máxima de geração distribuída que pode ser suportada pela rede de distribuição sem prejudicar o sistema e o atendimento aos demais usuários. Esse tratamento presente na minuta, relacionado ao “hosting capacity”, deve ser aprimorado no futuro, na medida em que se ampliar a participação e a penetração da microgeração e minigeração distribuída.

60. Observa-se que em alguns países, a exemplo da Austrália, passou a ser obrigatório o uso de inversores eletrônicos inteligentes², que podem ser despachados pela distribuidora local no sentido de, dinamicamente, ajustar o nível de injeção da geração ao sistema de distribuição. Outra solução presente em países como a Alemanha, Itália e Japão é a própria geração distribuída atuar na regulação da tensão, por meio de controle Volt/VAR existente nos inversores. Tais soluções foram contempladas na minuta como opções do consumidor, e também podem ser adotadas no âmbito de sandboxes, de modo a subsidiar a evolução da regulação.

17. As questões relativas à inversão do fluxo de potência foram objeto de 20 contribuições na CP (contribuições de nº 119 a 138 do Relatório de Análise de Contribuições Referente à Consulta Pública Nº 51/2022, anexo à Nota Técnica nº 0002/2023-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL³). A avaliação de cada uma das contribuições recebidas está individualmente apresentada no Relatório de Análise de Contribuições e a Nota Técnica nº 0002/2023-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL apresenta uma análise conjunta do que foi recebido, conforme transcrito abaixo:

57. A proposta submetida à CP nº 51/2022 propôs incluir no art. 82 tratativa para o problema de excesso de geração distribuída, para além da capacidade do sistema elétrico e/ou da necessidade do mercado. A metodologia contemplada na minuta

² Os inversores instalados a partir de dezembro de 2021 devem atender aos novos requisitos técnicos estabelecidos na Australian Standard AS 4777.2:2020

³ Documento disponível em https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=48388&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp.



P. 10 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

foi baseada no conceito de “hosting capacity” ou capacidade de hospedagem, ou seja, a avaliação da quantidade máxima de geração distribuída que pode ser suportada pela rede de distribuição. Buscou-se não apenas preservar o conceito de que a geração distribuída, por estar junto à carga ou o mais próximo possível, pode trazer benefícios ao sistema, como também assegurar, dentre outros, os objetivos previstos no art. 7º do Decreto nº 2.655/1998, de utilização racional dos sistemas e de minimização dos custos de ampliação.

58. Da parte das distribuidoras, as principais contribuições para aprimoramento da proposta foram para: (i) incluir violação de qualquer indicador de qualidade; (ii) evitar o fluxo reverso no disjuntor do alimentador e em reguladores; (iii) incluir degradação da flexibilidade operativa da rede; (iv) permitir o indeferimento do pedido de conexão; (v) atribuir aos consumidores o custo integral de implantação das alternativas; (vi) inclusão de sistemas de armazenamento; (vii) retirar a possibilidade de o consumidor reduzir a potência injetável; e (viii) escolha da alternativa na aprovação do orçamento de conexão.

59. Da parte das entidades que representam o segmento de geração distribuída, as principais contribuições foram para: (i) maior transparência na análise da distribuidora; (ii) definir o mínimo de 3 alternativas para estudo; (iii) melhorar a redação; (iv) inclusão de alternativa de estudos para melhorias ou reforços na rede; (v) atribuição de custos por metodologia de participação financeira; (vi) inclusão de sistemas de armazenamento; (vii) não aplicação para geração distribuída já instalada ou que já protocolou o pedido de conexão; (viii) não aplicação para microgeração distribuída até 50 kW; (ix) aplicação da redução dinâmica de injeção apenas para usinas despacháveis; e (x) permitir que o consumidor apresente estudos alternativos.

60. Após análise das contribuições, avaliou-se haver consenso para a manutenção da proposta apenas para os casos de inversão do fluxo, que representa, efetivamente, excesso de geração. As contribuições para ampliar a aplicação do dispositivo para qualquer impacto sistêmico (nível de tensão, qualidade, restrições operativas, etc.) ou para atribuir responsabilidade financeira exclusiva para o consumidor não foram aceitas, pois não só contrariam o marco legal da Lei nº 14.300/2022 como poderiam inviabilizar a conexão da geração distribuída. Assim, caso não ocorra a inversão do fluxo de potência, eventuais impactos causados pela instalação de geração distribuída devem ser tratados de forma semelhante à conexão de uma carga, ou seja, observados os critérios de responsabilidade e de participação financeira quando houver necessidade de execução de obras.

61. O texto aprimorado pelas contribuições foi deslocado do art. 82 para os arts. 69, 73 e 83, e passou a contemplar, em resumo, a obrigação da distribuidora de, ao elaborar o orçamento, realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem a inversão de fluxo de potência, a exemplo de: I - reconfiguração dos circuitos e remanejamento da carga; II - definição de outro circuito elétrico para conexão da geração distribuída; III - conexão em nível de tensão superior ao disposto no inciso I do caput do art. 23; IV - redução da potência injetável de forma



P. 11 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

permanente; V - redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica;

62. Segundo a nova proposta, as opções podem ser adotadas individualmente ou em conjunto e, as que incluírem obras de responsabilidade da distribuidora, devem ser submetidas às regras de custeio e de participação financeiras já previstas na REN nº 1.000/2021. Nas opções relacionadas à redução da potência injetável, os custos de implantação nas instalações do consumidor são de sua responsabilidade. Ao aprovar o orçamento de conexão, o consumidor escolhe a opção viável e indica se implementará medidas para redução da potência injetável, inclusive a instalação de sistemas de armazenamento.

63. Acatando as contribuições para maior transparência, propõe-se que o estudo da distribuidora que indicar a ocorrência do fluxo reverso deverá fazer parte do orçamento de conexão, bem como a análise de todas as alternativas e a indicação das responsabilidades em cada caso.

18. O texto aprovado pela Diretoria Colegiada estabelece então novas regras de conexão a serem seguidas nos casos em que seja detectada, pela distribuidora, uma inversão no fluxo de potência causada pela microgeração ou minigeração distribuída – MMGD. Nesses casos, o orçamento deve conter (art. 69, § 4º e art. 73, § 2º) o estudo que apresente a “análise e demonstração da inversão do fluxo”, bem como a análise de todas as alternativas estudadas pela concessionária (devendo ser consideradas, no mínimo, as cinco alternativas definidas no art. 73, § 1º).

19. As alternativas dispostas no regulamento trazem uma flexibilização ao processo tradicional de conexão, que considerava sempre o pior cenário de análise para elaboração das obras de conexão, permitindo que o uso da rede pelos consumidores possa ser mais otimizado.

Sobre o alinhamento da proposta da ANEEL com as práticas internacionais

20. O regulamento da ANEEL está alinhado com diversas outras práticas internacionais de conexão de geração distribuída.

21. No caso da Austrália, por exemplo, os inversores instalados a partir de dezembro de 2021 devem atender aos requisitos técnicos estabelecidos na *Australian Standard AS 4777.2:2020*, sendo obrigatório o uso de inversores eletrônicos inteligentes, que podem ser despachados pela distribuidora local no sentido de, dinamicamente, ajustar o nível de injeção da geração ao sistema de distribuição.



P. 12 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

22. Na mesma linha, no Japão, as regras aplicáveis a sistemas de geração distribuída fotovoltaica preveem que “os projetos de energia solar em qualquer área do Japão para os quais seja celebrado um acordo de ligação à rede após 1 de abril de 2021 estão sujeitos a **controle de geração sem restrições e compensação**” (grifo nosso, tradução livre)⁴.

23. Esse tipo de conexão de MMGD com limitações de injeção em alguns dias ou horários pode acontecer também na Nova Zelândia. A página na internet da *Electricity Authority* esclarece que “os sistemas de energia solar podem sobrecarregar as linhas de energia. Você precisará entrar em contato e trabalhar com sua empresa de linhas locais, que irá aconselhá-lo sobre as regras de conexão de rede. [...] Normalmente **eles exigem um inversor com a função de ser desligado remotamente** no caso de uma situação de sobrecarga” (grifo nosso, tradução livre)⁵

24. A elevação da penetração da geração distribuída, com a consequente inversão nos padrões de fluxo de potência, tem igualmente sido debatida na Europa. O Conselho Europeu de Reguladores de Energia – CEER recentemente publicou um documento denominado *CEER Paper on Alternative Connection Agreements*⁶ em que alerta que:

“Uma proporção significativa de FER⁷ intermitentes, especialmente fotovoltaicas, está ligada à rede de distribuição, que não foi originalmente concebida para acomodar estes tipos de padrões de fluxo. [...] a diferença entre a capacidade de rede disponível e os pedidos de ligação aumentou recentemente significativamente e espera-se que continue a crescer. [...] Como resultado, em cada vez mais casos, o acesso de terceiros à rede de transmissão ou distribuição [...] não pode ser concedido (seja para demanda ou geração, ou uma mistura deles) devido à falta da capacidade da rede. [...] Agora que o problema está se tornando mais generalizado, os reguladores podem querer facilitar acordos de conexão alternativos como uma ferramenta para lidar com o congestionamento da rede.” (tradução livre)⁸.

⁴ Conforme informações disponíveis em <https://law.asia/renewable-energy-regulations-japan/>.

⁵ Tradução livre do original em inglês disponível em <https://www.ea.govt.nz/your-power/solar-power/>: “Solar power systems can overload power lines. You will need to contact and work with your local lines company who will advise you of their network connection rules. [...] Typically they require an inverter with the function to be remotely turned off in the event of an overpower situation”.

⁶ Documento disponível em <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/e473b6de-03c9-61aa-2c6a-86f2e3aa8f08>.

⁷ FER – Fontes de Energia Renováveis.

⁸ Tradução livre do original em inglês: “A significant proportion of intermittent RES, especially PV, is connected to the distribution network, which was not originally designed to accommodate these kinds of flow patterns. [...] the gap between available network capacity and connection requests has recently widened significantly and is expected to grow further. [...] As a result, in more and more instances, third-party access to the transmission



P. 13 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

25. Na Califórnia (EUA), a *California Public Utilities Commission* emitiu decisão recente⁹ que permite a conexão de sistemas de geração renovável com uma exportação de energia modulada (perfil de geração limitada), com o objetivo de evitar impactos na rede. Esta abordagem, que se baseia nos princípios de capacidade de hospedagem do sistema de distribuição (*hosting capacity*), visa reduzir a necessidade de investimentos onerosos em infraestrutura de rede, além de oportunizar a conexão de um número maior de sistemas de geração.

26. Dessa forma, o arcabouço regulatório brasileiro, sobretudo no que tange ao art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021, está alinhado às práticas internacionais de otimização do uso das redes com elevada penetração de geração distribuída, buscando solucionar eventuais problemas causados pelo excesso de geração em determinado local.

Sobre as evidências relacionadas aos impactos da alta penetração de MMD no sistema de distribuição

27. Importa ainda destacar que os aprimoramentos regulatórios trazidos pela REN nº 1059/2023 foram fruto, além das experiências internacionais supracitadas, de dificuldades identificadas e apontadas internamente no Brasil por meio dos órgãos de estudo, planejamento e operação (EPE e ONS) e de insumos de outros agentes do setor.

28. Ainda em 2020, o Relatório da Empresa de Pesquisa Energética EPE-DEE-RE-064/2020-rev0¹⁰ apresentou estudos para a expansão da transmissão na região norte de Minas Gerais, com análise técnico-econômica de alternativas, e considerou o crescimento da microgeração e minigeração distribuída na região, nos seguintes termos:

“A partir de 2019, no entanto, a EPE passou a observar dois movimentos acentuados do mercado de geração solar fotovoltaica que viriam a ter um grande impacto regional: [...] (ii) crescimento exponencial de projetos de geração distribuída, que embora tenha ocorrido em todo o país, ganhou contornos muito particulares em Minas Gerais, em especial na região Norte do estado. [...] o ritmo

or distribution network [...] cannot be granted (be it for demand or generation, or a mixture thereof) because of a lack of network capacity. [...] Now that the problem is becoming more widespread, regulators might want to facilitate alternative connection agreements as a tool for dealing with grid congestion.”

⁹ Informação disponível em: [California approves energy export schedules for DERs | Smart Energy International \(smart-energy.com\)](https://www.smartenergy.com)

¹⁰ Documento disponível em https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-548/EPE-DEE-RE-064-2020-rev0_Expansao-Capacidade-Transmissao-Regiao-Norte-MG_Socioamb.pdf.



P. 14 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

de concretização dos projetos centralizados e distribuídos é um fato que não se pode ignorar e que levanta discussões importantes sobre alocações de custos, riscos, e sustentabilidade dos ambientes de contratação livre e regulado.”

29. Nesse estudo, a EPE analisa o crescimento da geração distribuída, considerando que “verifica-se um crescimento vertiginoso, com uma projeção de cerca de 11 GW de potência instalada no SIN, em 2029”. Atualmente, já se encontram instalados e em operação mais de 27 GW provenientes de micro e minigeração distribuída¹¹. Ou seja, o montante de GD verificado no início de 2024 já é 145% superior àquele previsto pela EPE para 2029, e cujo valor de crescimento já era considerado pelo Planejador como “vertiginoso”.

30. As preocupações com a influência da geração distribuída que, por meio de fluxo reverso na rede de distribuição, pode causar impactos na transmissão, foram também ressaltadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, por meio do relatório ONS DTA-2022-PT-0081-R0, de dezembro de 2022¹². Nesse documento, o Operador analisa o “impacto no sistema de transmissão decorrente da conexão de um conjunto de acessantes de minigeração distribuída nas SEs 13,8 kV Capinópolis, Centralina, Ituiutaba, Prata 1, Prata 2 e Tupaciguara 2” e conclui que, do ponto de vista do sistema de transmissão, “não há capacidade remanescente para o escoamento de novas plantas de geração com conexão no sistema de distribuição da CEMIG-D na região do Triângulo Mineiro, especialmente devido ao problema de sobrecarga nos transformadores”.

31. O estudo do ONS conclui ainda que a conexão desses minigeradores pode “provocar restrição de geração nas demais centrais geradoras conectadas na rede de distribuição da CEMIG-D [...] em razão do risco de violação das capacidades de longa e curta duração dos equipamentos”.

32. Adicionalmente, o ONS emitiu, em julho de 2023, a NT-ONS DPL 0067/2023¹³ em que constata que “mesmo com toda a solução estrutural proposta pela EPE ao longo dos últimos anos, o sistema previsto para a Rede Básica e as Demais Instalações de Transmissão (DIT) de Minas Gerais, apresenta gargalos sistêmicos e restrições ao escoamento de geração. O Operador destaca os seguintes problemas:

¹¹ Dados do [Sistema de Geração Distribuída – SISGD da ANEEL](#), acessado em 16/02/2024.

¹² “Parecer técnico sobre o impacto no sistema de transmissão decorrente da conexão de novas plantas de geração distribuída na região de Araporã, Capinópolis, Ituiutaba, Prata, Uberlândia e Tupaciguara – MG.”

¹³ NT-ONS DPL 0067/2023: Diagnóstico da Rede Básica de Fronteira das Regiões Norte e Triângulo de Minas Gerais, julho de 2023. Documento disponível em <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT-ONS%20DPL%200067-2023%20-%20Diagn%3b3stico%20da%20RBF%20do%20Norte%20e%20Tri%3a2ngulo%20de%20MG.pdf>.



P. 15 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Betim 6 – Barreiro 1 na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo ou da LT 345 kV Neves 1 – Taquaril;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 na contingência do C2;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 na contingência da LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2, da LT 345 kV Barro Branco – Ouro Preto 2 ou de um dos transformadores 500/345 kV da SE Itabirito 2. Na contingência da LT 500 kV Itabirito 2 – Vespasiano, foi observada apenas uma sobrecarga marginal;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, no único transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2, em condição normal de operação e na contingência da LT 345 kV Barbacena 2 – Lafaiete 1, de um dos circuitos da LT 345 kV Itabirito 2 – Jeceaba C1 e C2, da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba, da LT 345 kV Barbacena 2 – Santos Dumont 2, da LT 345 kV Lafaiete 1 – Jeceaba ou da LT 345 kV Itabirito 2 – Ouro Preto 2 C1;
- Sobrecarga inadmissível, acima da capacidade de emergência, na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2, em situações em que os Bipolos da SE Xingu estejam operando com potência reduzida;
- Esgotamento da capacidade de emergência do único transformador 500/345 kV da SE Buritizeiro 3, na contingência de um dos transformadores 500/345 kV da SE Pirapora 2, da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Três Marias ou da LT 345 kV São Gotardo 2 – Três Marias.

33. Nesse mesmo estudo, o Operador adverte que, no sistema analisado, “não há capacidade remanescente para o escoamento de novas plantas de geração em condições normais de operação e/ou em situações de contingência, notadamente na condição de carga média que representa o período diurno e, portanto, de geração fotovoltaica elevada”.

34. Por fim, o ONS deixa claro no estudo que o problema identificado tem relação com a inversão de fluxo provocada pela MMDG, afirmando que “Cumprir destacar que os fluxos responsáveis pelos carregamentos das transformações de fronteira são no sentido de escoamento de geração, ou seja, da rede de distribuição para a Rede Básica, sendo amplamente influenciados pela geração de médio porte conectada na distribuição e pelo crescente potencial de MMDG”.

35. Ainda antes da publicação da REN nº 1059/2023, a Cemig apresentou à ANEEL a Carta DCD-DRJ-DRE- 0040A/2023, de 06/02/2023, em que a distribuidora alerta que, em algumas regiões do Estado de Minas Gerais, o “sistema elétrico originalmente projetado, já incluindo o planejamento futuro, encontra-se esgotado para fins de escoamento de energia gerada”. A distribuidora alerta ainda que “as soluções de conexões estão cada vez mais



P. 16 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

onerosas, com necessidade de arranjos técnicos em que se projetam ativos ‘exclusivos’ para o escoamento deste tipo de geração de energia, ao mesmo tempo que inexistente a mesma necessidade em relação à carga pelo cenário dos próximos 10 anos”.

36. Ressalta-se que os casos não se resumem ao Estado de Minas Gerais. No Estado de Pernambuco, por exemplo, o Grupo Neoenergia relatou dificuldades no atendimento a 76 pedidos de conexão de MMGD¹⁴, alegando que um estudo do ONS de 2021 teria concluído que “inexistente capacidade remanescente de escoamento de energia” na Subestação Bom Nome 138 kV. Na mesma linha, o Grupo Equatorial informou que teria encaminhado dezenas de pedidos de conexão de MMGD no Maranhão e no Piauí para avaliação pelo ONS¹⁵ por “causarem impactos sobre a rede de transmissão”.

37. Todos esses casos ilustram o contexto no qual a ANEEL propôs os aprimoramentos regulatórios que culminaram na redação dos §§ 1º e 2º do art. 73, estabelecendo flexibilidade na conexão de MMGD, com a necessidade de avaliação, pela distribuidora, de alternativas que não implicassem em inversão de fluxo, tais como a limitação da injeção em dias e horários específicos e a conexão em outro sistema ou outro nível de tensão. Essas regras visam uma utilização mais otimizada e racional dos sistemas elétricos, evitando-se a necessidade de obras ineficientes nas redes de distribuição que poderiam culminar na elevação das tarifas de energia elétrica a todos os consumidores.

38. Assim, os aprimoramentos regulatórios relativos ao tratamento da conexão de empreendimentos de MMGD em casos em que se observa inversão de fluxo de potência, são frutos de diversos insumos de órgãos nacionais sobre o cenário que vem se delineando com o avanço da MMGD no Brasil, bem como da análise de numerosas experiências internacionais relevantes. Além disso, o assunto foi debatido com a sociedade por meio da Consulta Pública nº 51/2022 e da Audiência Pública nº 15/2022 e foi deliberado pela Diretoria Colegiada da ANEEL em sessão pública, transmitida ao vivo e aberta à participação da sociedade, realizada em 07 de fevereiro de 2023.

39. Importante observar que a regulação atual da ANEEL não restringe a injeção de energia na rede de distribuição por empreendimentos de MMGD, o que existe é a avaliação técnica da energia que se pretende injetar com a capacidade da rede e com o mercado próximo para absorver essa geração, de modo a não se desvirtuar, inclusive, o conceito e a finalidade da geração distribuída dispostos na Lei nº 14.300/2022.

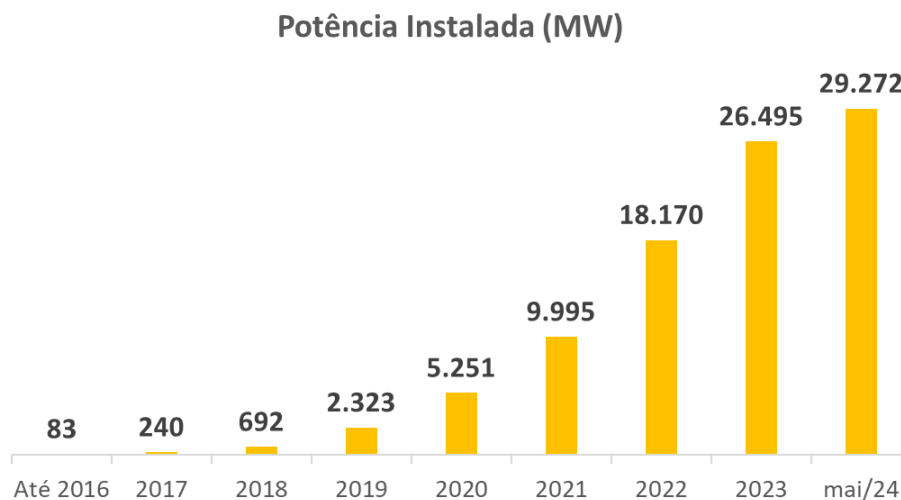
¹⁴ Carta SRT 005/2023, de 13 de março de 2023, protocolada sob o número 48513.005865/2023-00.

¹⁵ Carta C.E REG nº 044/2023, de 29 de maio de 2023, protocolada sob o número 48513.012527/2023-00.



P. 17 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

40. O gráfico a seguir do crescimento exponencial da MMGD no Brasil confirma que milhares de empreendimentos se conectaram nos últimos anos, em especial após a publicação da Lei nº 14.300/2022, não obstante, conforme acima esclarecido, já existam sistemas elétricos em que o excesso de geração precisa ser tratado.



41. Para ilustrar esse crescimento, observa-se que de janeiro/2022 a fevereiro/2024 foram conectados 1.515.894 empreendimentos de MMGD, o que representa cerca de 2.731 conexões por dia útil no período. No mesmo período, a quantidade de reclamações na ANEEL sobre conexão de MMGD foi de cerca de 30.000, o que representa um percentual inferior a 2% em relação às conexões efetuadas.

42. De forma relacionada, observamos que a própria Lei nº 14.300/2022 dispõe de soluções para tratar essa questão do excesso de geração e da capacidade da rede, ao prever expressamente no art. 1º e no art. 2º a possibilidade de inserção de sistemas de armazenamento de energia em conjunto com os sistemas de geração:

Art. 1º Para fins e efeitos desta Lei, são adotadas as seguintes definições:

...

IX - fontes despacháveis: as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas, nesse caso, a 3 MW (três megawatts) de potência instalada, **com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias**, em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade

P. 18 do OFÍCIO Nº 60 /2024 – AID/ANEEL, de 20/05/2024.

de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto;

XII – microrrede: integração de vários recursos de geração distribuída, **armazenamento de energia elétrica** e cargas em sistema de distribuição secundário capaz de operar conectado a uma rede principal de distribuição de energia elétrica e também de forma isolada, controlando os parâmetros de eletricidade e provendo condições para ações de recomposição e de autorrestabelecimento;

Art. 2º As concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica deverão atender às solicitações de acesso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, **com ou sem sistema de armazenamento de energia, bem como sistemas híbridos, observadas as disposições regulamentares.**

43. De fato, a utilização de sistemas de armazenamento pode viabilizar a conexão de empreendimentos de MMGD em sistemas elétricos que possuem restrições devido ao excesso de geração em determinado período do dia, bem como permite que o consumidor se beneficie da própria energia gerada.

44. Finalmente, esclarecemos que a ANEEL, ciente e sensível às reclamações existentes, está analisando as contribuições à Consulta Pública nº 003/2024, que teve período de recebimento de contribuições de 8 a 23 de fevereiro de 2024, com o objetivo de, dentre outros, discutir com a sociedade aprimoramentos nos dispositivos do regulamento que tratam do tema “inversão de fluxo”.

45. Sem mais para o momento, permanecemos à disposição desse Ministério para esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

(Assinado digitalmente)

MARIANNA AMARAL DA CUNHA
Assessora Parlamentar



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

Assinado digitalmente por **Marianna Amaral da Cunha, Chefe da Assessoria Parlamentar**, em 20/05/2024 às 17:53

<https://miboleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivo1E01=2430277>

SGAN - Quadra 603 / Módulo "T" e "J"
CEP: 70830-110 - Brasília - DF - Brasil
Tel: 55 (61) 2192-8600

2430277