



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 86/2024/GM-MME

Brasília, na data da assinatura eletrônica.

Ao Senhor
Deputado **LUCIANO BIVAR**
Primeiro-Secretário da Câmara dos Deputados
Brasília - DF

Assunto: Requerimento de Informação nº 3.206/2023.

Senhor Primeiro-Secretário,

1. Faço referência ao Ofício 1ªSec/RI/E/nº 579, de 7 de fevereiro de 2024, da Câmara dos Deputados, relativo ao Requerimento de Informação nº 3.206/2023, de autoria da Comissão de Minas e Energia - CME, por meio do qual *"Solicita informações ao Ministro de Minas e Energia, Sr. Alexandre Silveira, 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. A esse respeito, encaminho a Vossa Excelência os seguintes documentos com esclarecimentos sobre o assunto:

I - Despacho SNEE (SEI nº 0863608), de 22 de fevereiro de 2024, da Secretaria Nacional de Energia Elétrica;

II - Despacho CGDE (SEI nº 0862164), de 21 de fevereiro de 2024, da Coordenação-Geral de Distribuição de Energia Elétrica, da Secretaria Nacional de Energia Elétrica;

III - Ofício nº 24/2024-AID/ANEEL, de 19 de fevereiro de 2024, elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Atenciosamente,

ALEXANDRE SILVEIRA
Ministro de Estado de Minas e Energia



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTecn=2390718>

Ofício 86 (0866603)

SEI 48306-061967/2023-55 / pg. 1

2390718



Documento assinado eletronicamente por **Alexandre Silveira de Oliveira, Ministro de Estado de Minas e Energia**, em 28/02/2024, às 17:57, 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 **0866603** e o código CRC **4F917605**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48300.001967/2023-55

SEI nº 0866603



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2390718>

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

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.

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

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_idDocumento=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 incluem 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

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

Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

Documento assinado digitalmente.

https://infoleg.br/autenticidade-assinatura/camara-leg.br/?codArquivoTeor=2390718-48300.001967/2023-55 / pg. 4

Para verificar a autenticidade deste documento em <http://siconet2.aneel.gov.br/siconetweb/v.aspx>, informando o código de verificação CF42326500790680

2390718

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%3bstico%20da%20RBF%20do%20Norte%20e%20Tri%3a2ngulo%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 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”.

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 MMDG¹², 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 MMDG 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 MMDG, 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.

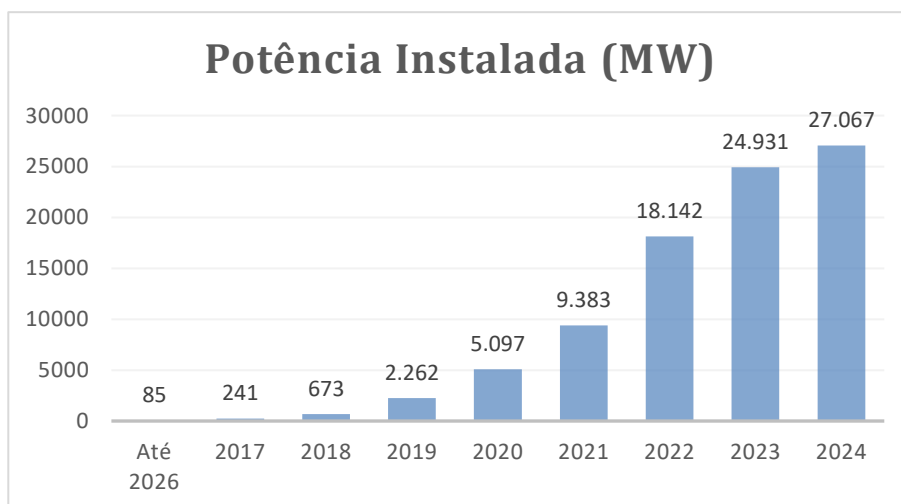
P. 10 do OFÍCIO Nº 24/2024 – AID/ANEEL, de 19/02/2024.

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

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

Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

Documento assinado digitalmente.

https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2390718-48300.001967/2023-55/pg_10

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

2390718

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

Ofício Nº 24/2024 AID/ANEEL (0001767)

SEI 48300.001967/2023-55 / pg. 12

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

2390718

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DESPACHO

Processo nº: 48300.001967/2023-55

Assunto: Requerimento de Informação nº 3.206/2023 da Comissão de Minas e Energia da câmara dos Deputados.

Interessado: Assessoria Parlamentar

À Secretaria Nacional de Energia Elétrica

Senhor Secretário,

1. Trata-se de resposta ao Despacho ASPAR (SEI nº 0859481), por meio do qual a ASPAR encaminhou o Requerimento de Informação nº 3.206/2023 (SEI nº 0859371), do Deputado Rodrigo de Castro, Presidente da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados.

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

"a) Cópia de todas as memórias de cálculo e dos estudos técnicos que embasaram a instituição dos § 2º e §3º no art. 73 da REN ANEEL 1.000/2023, com respectivas simulações, memoriais das simulações e dos pareceres técnicos especializados e correlatos apontando os distúrbios ou perturbações causados por "inversão de fluxo de potência" no sistema de distribuição das Concessionárias, principalmente nos barramentos dos alimentadores da distribuição, com respectivas simulações, memoriais das simulações e dos pareceres técnicos especializados e correlatos.

b) Informe a esta Comissão de Minas e Energia, quantas notificações ou reclamações foram encaminhadas por Distribuidoras ou Concessionárias para a ANEEL apontando distúrbios causados por "inversão de fluxo de potência" prevista nos § 2º e §3º do art. 73 da REN ANEEL 1059/2023 anteriores a sua publicação.

3. Para subsidiar resposta ao interessado, foi enviado o Ofício nº 31/2024/ASPAR/GM-MME (SEI nº 0859496) à Agência Nacional de Energia Elétrica. A Aneel, por sua vez, respondeu, por meio do Ofício nº 24 /2024-AID/ANEEL (SEI nº 0861787). A resposta da ANEEL consistiu em ilustrar como foi o processo que culminou na publicação da Resolução Normativa Aneel 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 parágrafos § 2º e §3º no seu art. 73.

4. De forma resumida, no Ofício nº 24 /2024-AID/ANEEL a Agência explica 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



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivo=2390718>

Despacho CGDE 0662164

SEI 48300.001967/2023-55 / pg. 1

2390718

15/2022). No mencionado ofício, a Aneel disponibiliza o link para acesso à Nota Técnica nº 0002/2023- SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/SPE/ANEEL, a qual apresenta uma análise conjunta das contribuições recebidas na Consulta Pública Nº 51/2022 e foi deliberado pela Diretoria Colegiada em seção pública, transmitida ao vivo e aberta à participação da sociedade.

5. Na sequência, explica ainda que 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, para o que faz explanações de como o tema vem sendo tratado em países como Austrália, Japão, Nova Zelândia e também pela Europa.

6. Adicionalmente, informa que os aprimoramentos regulatórios promovidos pela REN nº 1.059/2023 foram embasados, para além das experiências internacionais supracitadas, em dificuldades identificadas e apontadas no Brasil pela Empresa de Pesquisa Energética, pelo Operador Nacional do Sistema e outros agentes do setor, apresentando no Ofício nº 24 /2024-AID/ANEEL, os respectivos links dos documentos comprobatórios para consulta.

7. Assim, a ANEEL conclui 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.

8. Por fim, a ANEEL informa que está ciente e sensível às reclamações existentes e 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 discutir com a sociedade aprimoramentos nos dispositivos do regulamento que tratam do tema "*inversão de fluxo*".

9. Assim, entendemos que a agência reguladora apresentou os elementos necessários para resposta ao parlamentar, não sendo necessário acrescentar outras informações para atendimento ao requerimento em epígrafe.

Respeitosamente,

(assinado eletronicamente)

FREDERICO DE ARAUJO TELES

Diretor do Departamento de Políticas Setoriais

Anexo: Ofício nº 24 /2024-AID/ANEEL (SEI nº 0861787)



Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles, Diretor(a) do Departamento de Políticas Setoriais**, em 21/02/2024, às 10:29, 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 **0862164** e o código CRC **4ECE91CF**.



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivoTeor=2390718>

Despacho CGDE 0862164 - SEI 48300.001967/2023-55 / pg. 2

2390718



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivo=2390718>

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DESPACHO

Processo nº: 48300.001967/2023-55

Assunto: Requerimento de Informação nº 3.206/2023.

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 0859481, que trata do Requerimento de Informação nº 3.206/2023, da Comissão de Minas e Energia - CME, encaminhamos o Despacho CGDE SEI nº 0862164, com que concordamos, contendo as avaliações sobre o Ofício nº 24/2024-AID/ANEEL, SEI nº 0861787, com a conclusão de que as informações da ANEEL são suficientes para subsidiar a resposta ao referido Requerimento de Informação, sem necessidade de complementações.

Atenciosamente,



Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior**, **Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 22/02/2024, às 08:55, 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 **0863608** e o código CRC **6A462ACC**.

Referência: Processo nº 48300.001967/2023-55

SEI nº 0863608



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/ConsultaArquivo?doc=2390718>

Despacho CME 0863608 SEI 48300.001967/2023-55 / pg. 1

2390718