

NOTA TÉCNICA Nº 148/2025-STD/ANEEL

Referência: 48500.035430/2025-02

Assunto: Aprimoramentos regulatórios para tratamento de excedentes de energia e maior flexibilidade operativa na Rede de Distribuição.

I - DO OBJETIVO

Apresentar proposta de aprimoramentos regulatórios relacionados ao tratamento de excedentes de energia e maior flexibilidade operativa na Rede de Distribuição, visando garantir a segurança operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN).

II - DOS FATOS

1. Em 15/05/2025, a STD/ANEEL realizou reunião com a Copel-D, relacionada ao aumento de potência instalada de Microgeração e Minigeração Distribuída – MMGD em sua área de concessão.
2. Em 30/06/2025, a STD/ANEEL realizou reunião com a CPFL Energia, ocasião na qual a distribuidora relatou preocupações com casos de aumento de potência instalada de MMGD à revelia da distribuidora.
3. Em 22/07/2025, o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS encaminhou à ANEEL a carta CTA-ONS DTA 1105/2025 [\[1\]](#), relatando a proposta de abertura de frentes de trabalho para maior integração entre a operação no âmbito da transmissão e da distribuição.
4. Em 11/08/2025, por meio da carta CTA-ONS DGL 1218/2025 [\[2\]](#), o ONS relatou os impactos da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no Sistema Interligado Nacional – SIN, especialmente em situações de baixa carga, e recomendou avanços regulatórios para permitir maior coordenação entre ONS e distribuidoras, inclusive para ações emergenciais de corte de geração distribuída.
5. A ANEEL respondeu ao ONS (Ofício nº 494/2025-GDG/ANEEL [\[3\]](#)) em 15/08/2025, destacando a necessidade de envio célere de propostas regulatórias para enfrentamento das limitações operativas relatadas, e destacando a urgência de ações para usinas Tipo III e MMGD.

6. Em 26/08/2025, a Energisa Mato Grosso enviou a carta ENERGISAMT/VPR-OFC/Nº155/2025^[4] à ANEEL, comunicando limitações de escoamento de geração na rede básica do Mato Grosso, detalhando solicitações de corte de geração pelo ONS e demandando da ANEEL avaliação da necessidade de regulamentação específica sobre responsabilidades e procedimentos para cortes de geração e negativas de conexão por restrições sistêmicas.

7. Em 29/08/2025, o ONS encaminhou à ANEEL a carta CTA-ONS DGL 1316/2025^[5], apresentando relação de aprimoramentos normativos e operacionais a serem estudados para controle de MMGD e usinas Tipo III, e se compromete a enviar, até o final de outubro de 2025, um “Plano Emergencial de Corte de Geração da Distribuição”.

8. Em 10/09/2025, o ONS enviou comunicação à Câmara Setorial Temática da Energia Elétrica em Mato Grosso (CTA-ONS DGL 1354/2025^[6]), detalhando as restrições estruturais ao escoamento de geração no Mato Grosso, Acre e Rondônia, e reiterando que, enquanto persistirem as condições técnicas, novas conexões de centrais geradoras não são viáveis na região.

9. Em 22/09/2025, a Energisa S.A. encaminhou à ANEEL a carta ENERGISAMT/VPR-OFC/Nº183/2025^[7], reiterando dúvidas sobre a aplicação de negativas de conexão em regiões com restrição sistêmica já identificada pelo ONS, e solicitando esclarecimento sobre a necessidade de consulta individual ao ONS para cada novo pedido de conexão na mesma região.

10. Em 03/10/2025, o ONS enviou à ANEEL a carta CTA-ONS DGL 1476/2025^[8], em que expressa seu entendimento de “não haver barreiras que impeçam essas ações operativas” por parte do Operador e das distribuidoras e solicita ratificação desse entendimento pelo Regulador.

11. O Diretor-Geral da ANEEL emitiu, em 15/10/2025, o Ofício nº 553/2025-GDG/ANEEL^[9], em que esclarece que o ONS, de fato, tem atribuição para operar o sistema, com foco na segurança e estabilidade, e que as distribuidoras têm o dever de realizar cortes de carga ou geração em suas áreas de concessão em atendimentos a comando do Operador.

12. A resposta da ANEEL aos questionamentos do grupo Energisa foi formalizada por meio do Ofício Conjunto nº 22/2025 - STD-SFT-SGM/ANEEL^[10], de 30/10/2025.

13. Em 31/10/2025, o ONS protocolou na ANEEL a Carta CTA-ONS DGL 1691/2025^[11], em que detalha três iniciativas do Operador realizadas em atendimento ao Ofício nº 494/2025-GDG/ANEEL: (i) proposta inicial de sandbox regulatório para integração ONS-DSO; (ii) avaliação sobre a reclassificação de usinas do Tipo III conectadas na distribuição; e (iii) minuta do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição.

14. Reconhecendo a relevância e a urgência dos temas tratados, imediatamente após o recebimento da Carta CTA-ONS DGL 1691/2025, a Agência analisou as informações trazidas, efetuou a abertura de três processos específicos para tratamento das questões e realizou sessão pública extraordinária de distribuição de

processos aos Diretores-Relatores.

15. Na 7ª Sessão Pública Extraordinária de Distribuição de Processos aos Diretores-Relatores, realizada em 04/11/2025, foram atribuídos os seguintes processos: (i) Regulação da operação coordenada da transmissão e distribuição, visando aumento da segurança na operação do SIN^[12], ao Diretor-relator Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva; (ii) Reclassificação das Usinas Tipo III conectadas no Sistema de Distribuição^[13], ao Diretor-relator Gentil Nogueira de Sá Júnior; e (iii) Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição^[14], ao Diretor-relator Gentil Nogueira de Sá Júnior.

16. Em 10/11/2025, o Diretor-Geral da ANEEL encaminhou o Ofício nº 576/2025-GDG/ANEEL^[15] ao ONS, acusando o recebimento das propostas constantes na Carta CTA-ONS DGL 1691/2025 e informando o Operador acerca da abertura dos processos correspondentes na ANEEL.

17. Na mesma data, também foi enviado ao ONS o Ofício nº 578/2025-GDG/ANEEL^[16], solicitando uma análise prospectiva sobre o cenário que o Operador vislumbra para o período compreendido entre novembro/2025 e janeiro/2026, sobretudo nos feriados de fim de ano.

18. Em 14/11/2025, a Nota Técnica nº 20/2025-STD-SGM/ANEEL concluiu pela competência do ONS e das distribuidoras em efetuar cortes de geração para segurança do Sistema Interligado Nacional – SIN e recomendou à Diretoria Colegiada: (i) a flexibilização de prazo de consulta pública para eventual alteração, pelo ONS, dos Procedimentos de Rede; (ii) a determinação às distribuidoras para que elaborem instrução de operação específica para aplicação do Plano de Gestão de Excedentes pelo ONS; e (iii) a determinação ao ONS para envio de relatório técnico à ANEEL em caso de aplicação do referido Plano.

19. Em 18/11/2025, na 39ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, a Diretoria Colegiada decidiu por (i) determinar que as distribuidoras selecionadas no Plano Emergencial elaborem Instrução de Operação específica e enviem ao ONS inventário atualizado da capacidade efetiva de implementação de redução da geração nas usinas Tipo III da sua área; (ii) recomendar que as demais distribuidoras já observem esse processo; (iii) flexibilizar o prazo de no mínimo 45 dias, previsto na Resolução Normativa nº 903/2020; (iv) determinar que o ONS, sempre que ocorrer a aplicação do Plano, encaminhe relatório técnico à ANEEL; e (v) determinar que a SFT acompanhe o cumprimento dessas determinações aos agentes.

III - DA ANÁLISE

20. Em eventos recentes relatados pelo ONS^[17], foi necessário restringir quase toda a geração sob supervisão centralizada, restando a geração conectada à rede de distribuição, que não é despachável pelo ONS. Nessas situações, esgotados os recursos convencionais, a única alternativa para garantir a segurança do SIN seria o corte físico das centrais de geração distribuída.

21. Em seus estudos, o Operador aponta que os cortes por razões energéticas estão em crescimento e refletem um problema estrutural no balanço carga-geração. O ONS destaca que “a presença crescente da MMGD, que opera sem controle centralizado, intensifica esse problema”, e projeta que o *curtailment* por

razões energéticas se tornará ainda mais predominante nos próximos anos, com impactos mais severos no período diurno.

22. Diante desse cenário de expansão acelerada da geração distribuída e dos desafios operacionais relacionados, torna-se evidente a necessidade de instrumentos operacionais específicos para garantir a segurança do SIN. É nesse contexto que o ONS elaborou o Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição, instrumento para a coordenação das ações entre ONS e distribuidoras.

23. De forma complementar ao Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição elaborado pelo ONS, deliberado pela Diretoria Colegiada em 18/11/2025, foram identificadas medidas adicionais que podem contribuir com o tratamento e a redução de excedentes de energia no sistema de distribuição, bem como dar mais clareza e segurança na atuação das distribuidoras na execução do Plano do ONS.

24. Essas medidas foram segmentadas nos seguintes itens:

1. Combate a alteração à revelia das características originais da central geradora de MMGD;
2. Sinalização sistêmica de restrições na transmissão para novas solicitações de conexão na distribuição;
3. Incremento de recursos operacionais por meio de conexão de usinas em caráter temporário; e
4. Aprimoramentos para clareza normativa na execução do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição.

III.1 – Combate a alteração à revelia das características originais da central geradora de MMGD

25. O crescimento acelerado da microgeração e minigeração distribuída (MMGD) elevou significativamente a quantidade de sistemas conectados e a potência instalada no país, o que eleva o risco de práticas irregulares — em especial, aumentos de potência à revelia para manter indevidamente o enquadramento como GD I e evitar custos de uso das redes. No primeiro semestre de 2025, os dados públicos da Agência indicam que a potência instalada ultrapassou 41,5 GW, demonstrando a necessidade de fiscalização proativa.

26. A regulação vigente já prevê que o consumidor deve submeter previamente à distribuidora o aumento da carga ou da geração (art. 8º, II), dispendo ainda no art. 655-D do procedimento a ser adotado no caso de constatação de “alteração à revelia das características originais da central geradora”:

Art. 655-D. [...]

...

§ 7º No caso de constatação de alteração à revelia das características originais da central geradora que influencie nas condições de participação no SCEE, deve-se observar o art. 655-F.

27. Adicionalmente ao disposto no art. 655-D, os arts. 655-F e 325 estabelecem as ações que a distribuidora deve adotar:

Art. 655-F. Na ocorrência de indício de recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, a distribuidora deve adotar as providências para sua fiel caracterização, compondo um conjunto de evidências que comprovem o recebimento irregular do benefício.

§1º Na aplicação deste artigo, a distribuidora deve utilizar o procedimento descrito do art. 325.

§2º Caso se constate recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, a distribuidora deve adotar as seguintes providências:

I - desconsiderar a energia ativa injetada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída no SCEE e benefícios recebidos nos faturamentos a partir da constatação, até que a situação seja regularizada; e

II - revisar o faturamento das unidades consumidoras indevidamente beneficiadas, desconsiderando a energia ativa injetada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída no SCEE e benefícios recebidos durante o período em que se constatou a irregularidade, aplicando os seguintes parâmetros:

a) as quantias a serem recebidas ou devolvidas devem ser atualizadas monetariamente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA;

b) os prazos para cobrança ou devolução são de até 36 ciclos de faturamento; e

c) a cobrança pode ser parcelada a critério da distribuidora, nos termos do art. 344.

Art. 325. A distribuidora deve compensar o faturamento quando houver diferença a cobrar ou a devolver decorrente das seguintes situações:

...

IV - constatação de recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, de que trata o art. 655-F.

§ 1º A distribuidora deve notificar o consumidor por escrito, por

modalidade que permita a comprovação do recebimento, contendo obrigatoriamente:

...

III-A - no caso de recebimento irregular de benefício associado ao SCEE, descrição da irregularidade e os indícios associados, bem como dos valores a serem refaturados; e

28. Por fim, são previstas na REN nº 1.000/2021 as seguintes medidas em caso de geração à revelia:

(i) suspensão de fornecimento (art. 353, §1º, II e art. 355, III); e

(ii) enquadramento como procedimento irregular para fins de responsabilização do consumidor em caso de defeito no medidor e para recuperação de receita (art. 255, §2º, 590, §2º e 598);

29. Tais medidas objetivam proteger os demais consumidores contra subsídios cruzados indesejados e preservar a segurança e a confiabilidade do sistema de distribuição e, em última análise, do SIN, evitando que unidades que ampliaram potência à revelia preservem vantagens econômicas do SCEE.

30. Algumas distribuidoras já manifestam preocupação com a prática de aumento não autorizado da potência instalada em sistemas de MMGD, devido aos riscos que isso representa para a operação das redes de distribuição, como sobrecargas, instabilidades, danos a equipamentos e elevação de perdas. O Grupo CPFL, por exemplo, desenvolveu duas metodologias para identificar indícios dessa irregularidade:

a) **Para unidades com medição de potência:** compara-se a potência nominal autorizada com a potência máxima efetivamente injetada pela unidade consumidora.

b) **Para unidades do Grupo B:** estima-se a energia potencialmente injetada com base na potência nominal e na irradiação solar local, confrontando esse valor com a energia total mensal registrada.

31. Em ambos os casos, as metodologias não consideram o consumo simultâneo à geração, tornando os cálculos conservadores e evitando penalizações indevidas a consumidores que apenas reduziram seu consumo sem ampliar a geração.

32. Em um dos casos analisados pela CPFL, um sistema autorizado para 75 kW apresentou injeções frequentes superiores a 140 kW, conforme Figura 1. Essa discrepância comprova a existência no local de uma central geradora com potência instalada superior ao montante autorizado pela distribuidora.

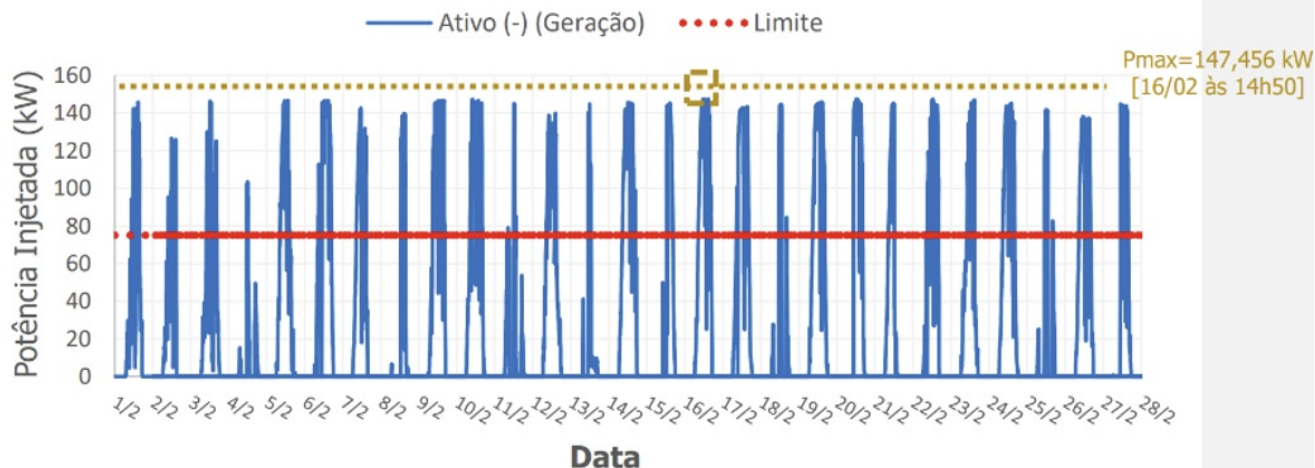


Figura 1 – Dados de memória de massa de medição instalada em unidade consumidora com MMGD aprovada em 75 kW (Fonte: CPFL Energia).

33. Na análise de unidades do Grupo B, a CPFL identificou um caso em que a energia injetada na rede foi mais de três vezes superior à estimativa de geração. Conforme ilustrado na Figura 2, um sistema fotovoltaico autorizado para 6 kW injetou até 2.591 kWh em um único mês. Admitindo, de forma conservadora, que toda a energia gerada foi injetada (sem consumo simultâneo), para gerar 2.591 kWh em um mês, um sistema de 6 kW precisaria ter sido submetido a uma irradiação solar consideravelmente elevada, **durante 14 horas ininterruptas por dia, todos os dias do mês** – condição fisicamente impossível. Esse tipo de análise evidencia irregularidades na geração local.

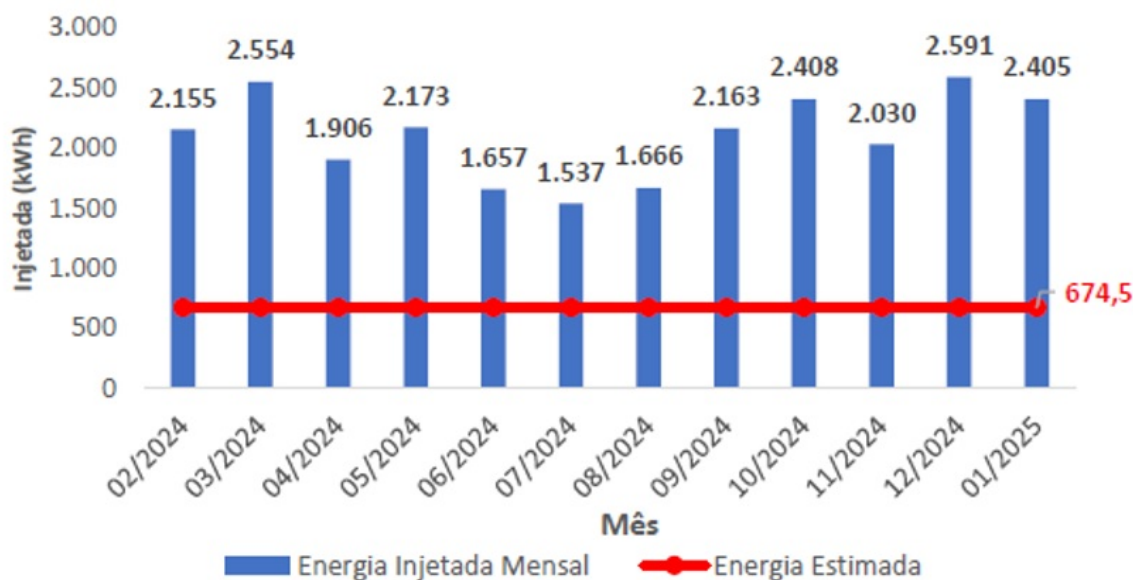


Figura 2 – Comparativo entre energia mensal injetada e estimativa de geração em unidade consumidora com MMGD aprovada em 6 kW (Fonte: CPFL Energia).

34. Situações como essas são graves, pois, além de contribuírem para o *curtailment* de usinas regulares, podem provocar instabilidades, sobrecargas, aumento de perdas e concessão indevida de subsídios. Nesses casos, é necessário que esses sistemas sejam excluídos do SCEE, refaturando as unidades consumidoras indevidamente beneficiadas, reclassificando eventuais centrais que estavam sendo tratadas como GD I e, em certos casos, suspendendo o fornecimento à unidade consumidora.

35. Assim, entende-se que as distribuidoras devem realizar o combate a alteração à revelia das características originais da central geradora de MMGD, de forma permanente, em obrigação que se assemelha à do combate ao uso irregular de energia elétrica disposto na REN nº 1.000/2021.

36. Em relação a esse tema, avalia-se pela proposição dos seguintes itens:

- a) realização de combate emergencial, por meio de auditoria nas MMGD conectadas;
- b) ampliação e aprimoramento das ferramentas para atuação das distribuidoras; e
- c) redefinição do conceito de potência instalada de MMGD para novas conexões.

a) Combate emergencial, por meio de auditoria nas MMGD conectadas

37. Para fins de constatação da alteração à revelia das características originais da central geradora, a distribuidora já pode praticar procedimento similar ao previsto no art. 590, que trata do indício de procedimento irregular, ao qual o aumento de geração à revelia é equiparado:

Art. 590. Na ocorrência de indício de procedimento irregular, a distribuidora deve adotar as providências necessárias para sua fiel caracterização, compondo um conjunto de evidências por meio dos seguintes procedimentos:

I - emitir o Termo de Ocorrência e Inspeção – TOI, em formulário próprio, elaborado conforme instruções da ANEEL;

II - solicitar a verificação ou a perícia metrológica, a seu critério ou quando requerida pelo consumidor;

III - elaborar relatório de avaliação técnica quando constatada a violação do medidor ou demais equipamentos de medição, contendo as informações técnicas e a descrição das condições físicas de suas partes, peças e dispositivos, exceto quando for solicitada a perícia metrológica do inciso II; IV - **avaliar o histórico de consumo e das grandezas elétricas;** e

V - implementar, quando julgar necessário:

a) medição fiscalizadora, com registros em memória de massa de pelo menos 15 dias consecutivos; e

b) **recursos visuais, tais como fotografias e vídeos**

38. Logo, a distribuidora deve encontrar indícios de alteração à revelia das características originais da central geradora, por meio de metodologias e ferramentas

computacionais. Nesse sentido, a distribuidora pode comparar as características informadas pelo consumidor no formulário padronizado para conexão de microgeração ou minigeração e/ou no projeto aprovado, a exemplo da potência aprovada de projeto, com a potência injetada ou demandada da rede, obtida por meio de medição. De fato, é possível tanto o aumento da potência injetada em relação a potência projetada, como também uma redução maior do que a esperada pelos dados de projeto. Nos casos em que não existe medição de demanda, é possível realizar a avaliação por meio da energia injetada.

39. Em resumo, a distribuidora pode realizar a análise de histórico de consumo e injeção, comparando-os com estimativas de potência e energia a serem geradas e demais grandezas elétricas (tensão/corrente/harmônicos), instalar medição fiscalizadora (temporária ou paralela), realizar monitoramento remoto (telemetria/AMI), realizar inspeção **in loco** e/ou por meio de imagens aéreas/satélite — além de cruzamento cadastral e analítica avançada (detecção de padrões atípicos).

40. Observa-se ainda que a regulação possui alguns comandos para as distribuidoras realizarem ações periódicas, a exemplo do art. 589^[18] da REN nº 1.000/2021, que trata das ações de combate permanente do uso irregular de energia, ou ainda o art. 205, III, que trata da revisão cadastral periódica. Nesse sentido, avalia-se oportuno que a Diretoria da ANEEL dê um comando para que as distribuidoras procedam uma espécie de auditoria obrigatória nas conexões existentes, para identificar casos potenciais de alteração à revelia das características originais das centrais geradoras MMGD e adotar as ações para fins de regularização, priorizando as minigerações distribuídas e os casos com maior desvio. Recomenda-se que o prazo para essa primeira ação de caráter mais emergencial de identificar os casos potenciais seja de até 90 dias.

41. Trata-se de medida não normativa, que pode ser implementada de imediato, e que cria resposta sistêmica e uniforme no curto prazo, com foco na eliminação de geração que não deveria estar conectada à rede.

42. Entende-se que essa medida pode trazer resultados relevantes em três dimensões. Em primeiro lugar, contribui para a segurança e qualidade do fornecimento, reduzindo a quantidade de centrais de geração indevidamente conectadas que poderiam estar causando *curtailment* em usuários regulares e, ao mesmo tempo, mitigando riscos associados a fluxos reversos não estudados, sobretensões, sobrecorrentes e atuações indevidas de proteção. Em segundo lugar, assegura isonomia e integridade econômica, eliminando benefícios indevidos no SCEE, garantindo a recuperação de valores por meio do refaturamento e promovendo a correta alocação dos custos de uso da rede. Por fim, reforça a governança regulatória, ao estabelecer procedimentos claros sobre como identificar irregularidades na geração, quais medidas aplicar e em que momento, padronizando a atuação das distribuidoras e aumentando a transparência perante consumidores e agentes do mercado de MMGD.

b. Ampliação e Aprimoramento das ferramentas para atuação das distribuidoras no combate a alteração à revelia das características originais da central geradora de MMGD

43. Com relação ao procedimento para identificação de conexões irregulares de geração, propõe-se conferir maior flexibilidade à atuação da distribuidora, garantindo segurança e respeito ao devido processo.

44. A ANEEL tem recebido consultas de distribuidoras sobre dúvidas relacionadas ao procedimento a ser adotado no caso de identificação de enquadramento no §7º do art. 655-D, de “alteração à revelia das características originais da central geradora”. Questiona-se, por exemplo, se o TOI deve ou pode ser emitido, se a suspensão de fornecimento é obrigatória (art. 353, §1º, II), se a notificação para fins de regularização deve ser uma etapa prévia ou em paralelo a da compensação da cobrança prevista no art. 325.

45. Em que pese a regulação atual prever necessidade de suspensão do fornecimento em caso de geração à revelia, entende-se, para esse tema, que tal avaliação deve ser realizada pelas próprias distribuidoras, caso a caso, considerando riscos, a irregularidade encontrada e as especificidades técnicas da instalação, o que determinará se a unidade consumidora como um todo será desligada imediatamente da rede, se apenas a geração ou se a desconexão poderá ser precedida de notificação e de prazo para regularização.

46. Entende-se que o aprimoramento da redação dos arts. 353 e 655-F deve ser feito em processo de participação pública, com proposta de se deixar claro que a análise da distribuidora sobre a suspensão do fornecimento deve ser realizada caso a caso, visto ser necessário identificar se a situação é ou não emergencial, bem como deixar clara a necessidade de notificação do consumidor sobre a situação, o que pode ser feito pelo TOI ou outro documento da distribuidora.

c. Redefinição de potência instalada de MMGD

47. A definição de potência instalada para sistemas de geração fotovoltaicos tem sido objeto de consultas e de reclamações. A REN nº 1.000/2021 não contém definição para potência instalada de geração. Porém, a REN nº 1.029/2022, que consolida os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica, define a potência instalada de sistemas de geração fotovoltaicos “potência nominal elétrica, em kW (quilowatt), na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas”. Trata-se, portanto, do menor valor entre a potência nominal do inversor e a potência dos módulos.

48. Por outro lado, a Lei 14.300/2022, ao definir microgeração e minigeração distribuída, cita, explicitamente, que a potência utilizada para delimitação é em corrente alternada (art. 1º, incisos XI e XIII), portanto, na saída do inversor.

49. Nesse sentido, uma central geradora que possuísse, por exemplo, 60 kW de potência instalada de módulos (60 kWp) e inversores que totalizassem 80 kW de potência nominal em corrente alternada, seria enquadrada como minigeração distribuída pelo texto da Lei 14.300/2022, mas uma leitura conjunta da REN 1.059/2023 com a definição de potência instalada da REN nº 1.029/2022 poderia levar à possibilidade de conclusão de que se trataria de uma microgeração distribuída (pela limitação da potência dos módulos).

50. Assim, a aplicação da definição de potência instalada como o menor valor entre os módulos e os inversores, no caso específico da MMGD, pode permitir a adoção de inversores superdimensionados. Essa prática pode viabilizar a posterior instalação de módulos fotovoltaicos adicionais sem o conhecimento da distribuidora,

resultando em aumento não autorizado da potência instalada e gerando mais excedentes de energia na rede de distribuição. Tal situação dificulta a fiscalização pelas distribuidoras e pode comprometer a segurança operacional do sistema elétrico.

51. Nesse contexto, avalia-se que a definição de potência instalada para MMGD fotovoltaica deve ser incluída na REN nº 1.000/2021 e no Módulo 1 do PRODIST, tendo por base o texto da Lei nº 14.300/2022 e, portanto, definindo a potência instalada como a potência nominal de saída dos inversores. Essa proposta precisa ser submetida a processo de participação pública.

III.2. Sinalização Sistêmica de Restrições na Transmissão para novas solicitações de conexão na distribuição

52. Em determinadas regiões, o ONS já manifestou formalmente a inviabilidade de novas conexões devido a restrições estruturais na transmissão, sem previsão de obras para solução. Nesses casos, obrigar as distribuidoras a consultar o ONS a cada novo pedido de conexão, mesmo quando as condições técnicas permanecem inalteradas, geraria retrabalho, atrasos no processo de conexão e insegurança para consumidores e agentes. A exigência de consulta individual ao ONS para cada novo pedido de conexão em regiões já declaradas inviáveis é ineficiente e sobrecarrega o processo regulatório.

53. Nesse sentido, propõe-se explicitar no Art. 76 da REN 1.000/2021 que, constatada a inviabilidade sistêmica por manifestação formal do ONS, a distribuidora pode negar novas conexões na mesma região sem necessidade de nova consulta, enquanto persistirem as condições técnicas. Em outras palavras, a proposta visa permitir que a resposta do ONS para um caso específico seja aplicada a outros casos semelhantes na mesma região.

54. Dessa forma, enquanto persistirem as condições atuais da rede, permanece a impossibilidade de conexão no local. Assim, para a análise de novos pedidos de acesso com características semelhantes, ou seja, **potência de injeção igual ou superior e na mesma região elétrica**, não se faz necessário que a distribuidora encaminhe novos questionamentos ao ONS enquanto perdurar a inviabilidade técnica. Nessas situações, desde que não haja outra alternativa técnica, aplica-se a impossibilidade de conexão de que trata o § 2º do art. 17 da Resolução Normativa nº 1.000/2021, conforme previsto no § 4º do art. 76.

55. A medida simplifica e padroniza o processo de negativa de conexão, reduzindo burocracia e conferindo maior celeridade para consumidores e agentes. Além disso, aumenta a transparência e previsibilidade para o mercado, ao uniformizar o tratamento de situações já reconhecidas como inviáveis pelo ONS.

III.3. Incremento de Recursos Operacionais por meio de conexão de usinas em caráter temporário

56. Outro aspecto que merece avaliação é o fato de que, após os horários de maior geração solar, sobretudo após as 16h, em que a geração intermitente é naturalmente e rapidamente reduzida, o ONS fica com o desafio operacional inverso, de ter que acionar em um curto espaço de tempo a geração em outras usinas para o pleno atendimento da carga, ou seja, o Operador também precisa ter recursos que

permitam um rápido despacho da geração para controle de tensão na rede, controle de carregamento dos equipamentos e para regulação da frequência.

57. endo por base os chamados Estudos Prospectivos, o ONS avalia a indicação de despacho de usinas sob o aspecto da operação e energético para o atendimento da ponta de carga noturna. Nessa avaliação do despacho, o ONS pode considerar a disponibilidade de usinas térmicas *merchant* para o despacho em caso de indicação de esgotamento do recurso termelétrico e do uso da reserva operativa, bem como nos casos em que os resultados do Plano de Operação Energética – PEN indicarem violação de critérios de garantia de suprimento de potência.

58. Essas usinas *merchant*, embora não sejam consideradas pelo ONS como recursos firmes, possuem alta flexibilidade operativa, o que contribui para a segurança do sistema em cenários em que exista necessidade de contratação de novos recursos firmes, podendo se mostrar relevantes para o atendimento da ponta de carga noturna. Em contrapartida, possuem elevado Custo Variável Unitário (CVU) quando comparadas às demais usinas.

59. Nesse contexto, cita-se também a Portaria Normativa GM/MME nº 88, de 31 de outubro de 2024, que estabelece diretrizes para operação em condição diferenciada de usinas termoelétricas para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional.

Art. 1º Ficam estabelecidas as Diretrizes para operação de usinas termoelétricas em condição diferenciada para atendimento de potência no Sistema Interligado Nacional – SIN.

§ 1º A operação das usinas termoelétricas em condição diferenciada visa prover recursos adicionais ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, contribuindo com a garantia e a segurança do suprimento eletroenergético nacional, observada a minimização do custo total de operação do SIN. [...]

60. Para conexão dessas usinas, observa-se que no sistema de transmissão, além dos contratos permanentes, existe a possibilidade de contratação temporária, modalidade que permite que a central geradora celebre o CUST e pague pelo uso da rede apenas quando houver a injeção de potência no sistema de transmissão.

61. Esse contrato temporário é comumente utilizado por usinas *merchant* que buscam equacionar seus custos em face das especificidades de seu despacho pelo Operador, ou seja, representam uma oportunidade de maior viabilização, de forma a sopesar o risco e a incerteza do despacho frente aos custos fixos para manutenção operacional dessas usinas.

62. Observa-se que, na contratação temporária, a usina não está reservando margem para si de maneira perene, podendo ser desconectada a qualquer momento caso novo usuário solicite acesso de modo permanente e necessite da margem de escoamento utilizada em caráter temporário.

63. No caso do sistema de distribuição, a conexão também pode ser realizada nas modalidades permanente e temporária, conforme art. 16 da Resolução Normativa (REN) nº 1.000/2021. A contratação temporária possui regras específicas no Capítulo III do Título II, das quais destacam-se os dispositivos a seguir, que tratam do

prazo de vigência e das condições de faturamento:

Art. 496. **A contratação de conexão temporária, incluindo os casos de prorrogação contratual, deve observar as etapas e prazos da conexão em caráter permanente** dispostas no Capítulo II do Título I e as disposições deste Capítulo.

[...]

§ 1º Os contratos a serem celebrados devem observar as disposições dos Capítulos III a V do Título I, e devem conter a indicação do caráter temporário da contratação.

§ 2º **O prazo de vigência do contrato é de até um ano, e pode ser prorrogado sucessivamente por períodos de até um ano, exceto nas seguintes situações:**

[...]

Art. 502. **A distribuidora deve aplicar para a conexão temporária as disposições tarifárias e regras de faturamento da conexão permanente**, exceto no caso de disposições específicas deste Capítulo.

64. Assim, na distribuição, ao contrário das regras de transmissão, embora exista o contrato temporário, não há atualmente previsão de que nesse contrato para central geradora ocorra o pagamento pelo uso da rede apenas quando houver a injeção de potência no sistema de distribuição. Essa previsão existia na REN nº 506/2012, tanto na contratação em caráter temporário como na contratação em caráter eventual, mas foi suprimida com a consolidação promovida pela REN nº 1.000/2021.

65. Nesse contexto, considerando o atual cenário de necessidade de maior flexibilidade do sistema para segurança, bem como as manifestações do ONS e a interlocução com diversos agentes de geração, propõe-se aprimorar o Capítulo III do Título II da REN nº 1.000/2021, para prever que, em caso de importância sistêmica, comprovada por meio de manifestação do ONS, seja permitida a mesma modalidade existente na transmissão na distribuição, em que a central geradora se conecta em caráter temporário e paga apenas quando houver a injeção de potência no sistema de distribuição.

III.4. Aprimoramentos para clareza normativa na execução do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição

66. Apesar de estarem claras as competências legais e regulamentares que amparam a elaboração e a implementação de planos e procedimento capazes de mitigar riscos sistêmicos e garantir a confiabilidade dos sistemas de distribuição e transmissão, foram identificados aprimoramentos normativos textuais que podem, **sem mudança de mérito**, dar maior clareza aos papéis e responsabilidades das distribuidoras, agentes e usuários na execução do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição elaborado pelo ONS.

Definição do Centro de Despacho da Geração Distribuída – CDGD

67. Para a definição do Centro de Despacho de Geração Distribuída (CDGD) do Módulo 1 do PRODIST, propõe-se explicitar que o CDGD é parte integrante do Centro de Operação da distribuidora (COD), responsável pela operação de centrais de geração conectadas na rede de distribuição, diretamente ou por meio de unidades consumidoras. O CDGD não precisa ser expressamente e formalmente designado, o que fica à critério de cada distribuidora em seu COD.

68. Com essa alteração, torna-se necessário também aprimorar o item 76 do Módulo 4, que contém a expressão “centrais do agrupamento”, que deixa de ser necessária.

Controle de Carga e de Geração

69. Observa-se que muitos dispositivos regulatórios com terminologia restrita a “carga” tiveram a redação aprimorada para explicitar que se aplicam a “carga e geração”, considerando principalmente a evolução legal trazida pela Lei nº 14.300/2022, que contém a figura do “consumidor-gerador”. Isso foi feito, por exemplo, em dezenas de dispositivos da REN nº 1.000/2021.

70. Nesse contexto, entende-se oportuno, para maior clareza, aprimorar a Seção 4.3 do Módulo 4 do PRODIST, de modo explicitar a aplicação ao controle de carga e ao controle da carga líquida, o que também inclui do controle da geração, o que já foi manifestado pela ANEEL ao ONS por meio do Ofício nº 553/2025-GDG/ANEEL [\[19\]](#).

Revogação do art. 31 da REN nº 1.000/2021

71. O art. 31 da REN nº 1.000/2021 atualmente dispõe que:

Art. 31. A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a geração será conectada.

§ 1º Caso o consumidor deseje instalar geração com potência superior ao limite estabelecido no caput, deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, sendo dispensado o aumento da carga instalada.

§ 2º Para a determinação do limite da potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída localizada em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, deve-se considerar a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento.

72. Analisando-se o texto atualmente constante no art. 31 da REN nº

1.000/2021, entende-se que a redação do caput e do §1º está redundante com outros dispositivos (arts. 63, §1º e 106). Ademais, o limite citado no § 2º deve ser avaliado com base na potência específica da UC a qual a MMGD é conectada, e não na soma das potências disponibilizadas a um conjunto de unidades consumidoras. Assim, entende-se que a atual redação do art. 31 pode resultar em interpretação e/ou aplicação incorreta, de modo que se propõe sua revogação integral.

Outros dispositivos

73. Sobre esse item de clareza normativa desta instrução, entende-se que na Consulta Pública poderão ser recepcionadas contribuições visando maior clareza normativa em outros dispositivos, as quais serão devidamente consideradas e avaliadas.

III.5 Análise de Impacto Regulatório

74. 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. O art. 7º estabelece as hipóteses de dispensa da AIR:

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

I - urgência;

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

III - ato normativo considerado de baixo impacto;

IV - ato normativo que vise à atualização ou à revogação de normas consideradas obsoletas, sem alteração de mérito;

V - ato normativo que vise a manter a convergência a padrões internacionais;

VI - ato normativo que reduza exigências, obrigações, restrições, requerimentos ou especificações com o objetivo de diminuir os custos regulatórios; e

75. Entende-se que as propostas do item III.1 e III.3 são consideradas de baixo impacto, o que implica dispensa do Relatório de AIR com fundamento no art. 7º, III da REN nº 941/2021.

76. Para as propostas dos itens III.2 e III.4, avalia-se pela dispensa do

Relatório de AIR com fundamento no art. 7º, IV da REN nº 941/2021, considerando a necessidade de atualização de texto para conferir maior clareza e incorporar esclarecimentos já realizados, bem como para revogação de redação considerada obsoleta.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

77. A presente Nota Técnica está fundamentada em:
- a. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
 - b. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
 - c. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022;
 - d. Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024;
 - e. Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021; e
 - f. Resolução Normativa ANEEL nº 956, de 8 de dezembro de 2021.

V - DA CONCLUSÃO

78. Em 18/11/2025 a Diretoria Colegiada da ANEEL concluiu pela competência do ONS e das distribuidoras em efetuar cortes de geração nas redes de distribuição para segurança do SIN e determinou que distribuidoras e ONS se preparassem para a eventual necessidade de restrição desse tipo de usinas.

79. De forma complementar ao Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição elaborado pelo ONS, foram identificadas medidas adicionais que podem contribuir com o tratamento e redução de excedentes, bem como dar mais clareza e segurança na atuação das distribuidoras na execução do Plano do ONS. Essas medidas foram segmentadas nos seguintes itens:

1. Combate a alteração à revelia das características originais da central geradora de MMSGD;
2. Sinalização Sistêmica de Restrições na Transmissão para novas conexões na distribuição;
3. Incremento de Recursos Operacionais por meio de conexão de usinas em caráter temporário; e
4. Aprimoramentos para clareza normativa na execução do Plano de Gestão de Excedentes de Energia na Rede de Distribuição.

80. Para o combate a alteração à revelia das características originais da

central geradora MMGD, a avaliação é por uma ação imediata pelas distribuidoras para identificação dos casos potenciais, no prazo de até 90 dias, e realização das ações de regularização priorizando as minigerações distribuídas e as situações de maior desvio. Essa ação pode ser objeto do monitoramento pela Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT, de modo a garantir que as ações sejam realizadas e os resultados contribuam para maior segurança operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN).

81. Para os demais itens do escopo desta Nota Técnica, que tratam de aprimoramentos regulatórios, entende-se necessária a discussão em processo participação pública.

82. A adoção dessas medidas proporcionará ganhos relevantes para o setor elétrico, incluindo a redução do risco sistêmico, a maior eficiência operacional, a transparência nos processos e a proteção dos consumidores e demais usuários.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

83. Diante do exposto, recomenda-se a Diretoria Colegiada da ANEEL:

a) Determine que as distribuidoras, no prazo de até 90 dias, identifiquem os casos potenciais de alteração à revelia das características originais da central geradora MMGD, em toda a sua área de atuação e, posteriormente, realizem as ações de regularização priorizando as minigerações distribuídas e as situações de maior desvio; e

b) Instaure Consulta Pública, pelo prazo de 45 dias, para obter subsídios da sociedade para a minuta de resolução em anexo, que aprimora as regras e procedimentos de distribuição para tratamento de excedentes de energia e maior flexibilidade operativa na rede de distribuição.

(Assinado digitalmente)

DANIEL JOSÉ JUSTI BEGO

Coordenador de Acesso ao Sistema e Atendimento
ao Consumidor – STD

(Assinado digitalmente)

DANIEL VIEIRA

Especialista em Regulação - STD

(Assinado digitalmente)

PEDRO MELLO LOMBARDI

Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição – STD


De acordo:


(Assinado digitalmente)


CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR


Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

-
- [1] SEI 0159433.
[2] SEI 0171547.
[3] SEI 0173881.
[4] SEI 0186775.
[5] SEI 0187137.
[6] SEI 0202019.
[7] SEI 0202018.
[8] SEI 0210320.
[9] SEI 0217261.
[10] SEI 0228605.
[11] SEI 0229798.
[12] Processo nº 48500.033895/2025-11.
[13] Processo nº 48500.033896/2025-65.
[14] Processo nº 48500.033898/2025-54.
[15] SEI 0234744.
[16] SEI 0234775.
[17] *Diagnóstico e Perspectiva da Evolução dos Cortes de Geração no Brasil*. Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (maio de 2025).
[18] Art. 589. A distribuidora deve realizar ações de combate ao uso irregular da energia elétrica de forma permanente.
[19] SEI 0217261

 Documento assinado eletronicamente por **Daniel José Justi Bego, Coordenador(a) de Acesso ao Sistema de Distribuição e Atendimento ao Consumidor e Demais Usuários**, em 26/11/2025, às 14:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

 Documento assinado eletronicamente por **Pedro Mello Lombardi, Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição**, em 26/11/2025, às 14:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

 Documento assinado eletronicamente por **Daniel Vieira, Especialista em Regulação**, em 26/11/2025, às 14:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

 Documento assinado eletronicamente por **Carlos Alberto Calixto Mattar, Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**, em 26/11/2025, às 15:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0247858** e o código CRC **813033C4**.

Referência: Processo nº 48500.035430/2025-02

SEI nº 0247858