

NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 25/2025-STD-STR/ANEEL

Referência: 48500.036642/2025-07

Assunto: Abertura de Tomada de Subsídios para avaliação de estudo sobre experiências internacionais em valoração de custos e benefícios de microgeração e minigeração distribuída e de alternativas para regulação do art. 17 da Lei nº 14.300/2022.

I - DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem por objetivo propor a realização de Tomada de Subsídios, para avaliação de estudo sobre experiências internacionais em valoração de custos e benefícios de microgeração e minigeração distribuída e de alternativas para regulação do art. 17 da Lei nº 14.300/2022.

II - DOS FATOS

2. A Resolução Normativa - REN nº 482, de 17 de abril de 2012, criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), aplicável a unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída (MMGD). As regras estabelecidas na ocasião permitiam 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.

3. Em processo de aprimoramento da REN nº 482/2012, concluído em 2015, foram discutidas questões relacionadas à forma de compensação da energia gerada localmente e remotamente, sendo questionado se o SCEE deveria ser aplicado de maneira que a energia injetada (injeção, excedentes ou créditos de energia elétrica) fosse utilizada para abater integralmente o faturamento da energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias – energia, transporte, encargos, etc.) ou somente as componentes tarifárias referentes ao custo da energia elétrica. Contudo, as regras de compensação não foram alteradas naquele momento e a Diretoria da ANEEL determinou uma nova avaliação, com foco no aspecto econômico, para revisão do SCEE até o final de 2019.

4. O processo visando essa nova revisão foi iniciado em 2018 ^[1], tendo sido instaurada a Consulta Pública – CP nº 25/2019, porém não foi concluído dentro do prazo planejado, em parte, devido à falta de entendimento quanto às componentes tarifárias que seriam devidas pelo consumidor no momento da compensação da energia elétrica consumida. Alguns atores envolvidos na discussão defenderam que parte das componentes tarifárias não relacionadas à energia elétrica (transporte, perdas, encargos, etc.) deveriam continuar a ser integralmente compensadas, como uma forma de “remuneração” dos benefícios alegadamente proporcionados pela MMGD ao sistema elétrico.

5. Por meio da Nota Técnica nº 0030/2021- SRD/SGT/SRM/SGR/SCG/SMA/ANEEL ^[2], que

apresentou a análise das contribuições da CP nº 25/2019, as Superintendências da ANEEL apresentaram uma proposta de alteração do SCEE, contemplando uma análise de custos e benefícios da MMGD. Segundo tal proposta, seria criado um período de transição para redução gradual da compensação de componentes tarifárias não relacionadas à energia elétrica e, ao final desse período, todas as componentes tarifárias não relacionadas ao custo da energia deveriam ser pagas pelos consumidores participantes do SCEE, permanecendo a compensação somente sobre o valor da energia fornecida pela distribuidora. Antes que tal proposta fosse avaliada pela Diretoria da ANEEL, foi editada a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que instituiu o marco legal da MMGD e do SCEE.

6. Em essência, a Lei nº 14.300/2022, entre outras questões, tratou de objeto semelhante ao tratado na CP nº 25/2019, definindo em seus artigos 26 e 27 períodos de transição nos quais é mantida de forma integral ou parcial a compensação via SCEE de componentes tarifárias não relacionadas à energia elétrica, e prevendo, em seu artigo 17, uma regra definitiva para a compensação ao final da transição, a qual deve ser aplicada a partir de 2029, 2031 ou 2046, dependendo de fatores como a data do pedido de conexão e as características da unidade consumidora com MMGD.

7. Em 7 de maio de 2024, foi publicada a Resolução nº 2, de 22 de abril de 2024, do CNPE, por meio da qual foram estabelecidas as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da MMGD. De acordo com essa norma, a ANEEL deve considerar custos e benefícios relacionados a diversos aspectos, tais como redução ou expansão dos sistemas de distribuição, transmissão e geração (no aspecto de potência), melhorias e reforços, perdas técnicas e custos de operação nos sistemas elétricos, além de encargos setoriais e efeitos na sobrecontratação das distribuidoras, tudo isso considerando efeitos locacionais, de simultaneidade de consumo-geração, sazonalidade e horário de consumo e despachabilidade da geração oriunda de MMGD. De acordo com tais diretrizes, as regras precisam ser simples, claras e reprodutíveis.

8. A partir da publicação das diretrizes pelo CNPE, a ANEEL deu sequência aos trabalhos para estabelecer a regulação dos custos e benefícios da MMGD em diferentes situações ou cenários, bem como para estabelecer as regras para aplicação dos resultados da valoração no âmbito da compensação realizada no SCEE.

9. Considerando a complexidade e o elevado impacto do tema, sobretudo analisando o aumento exponencial do número de conexões de MMGD verificado no período entre a publicação da Lei e a edição das diretrizes pelo CNPE, além do fato de que as regras definitivas do SCEE precisarão ser aplicadas somente a partir de 2029, entendeu-se importante observar rigorosamente o rito do processo decisório definido na Lei nº 13.848/2019 (Lei Geral das Agências), o que inclui a realização de Análise de Impacto Regulatório – AIR, conforme regulamentado no Decreto nº 10.411/2020, previamente à edição do normativo

10. Como passo inicial do trabalho de elaboração da AIR, foram realizadas interações com alguns atores, especialmente do âmbito acadêmico, que já haviam realizado estudos de avaliação de custos ou benefícios da MMGD para o setor elétrico. Também foram avaliados estudos divulgados por associações setoriais, bem como estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS), que envolvam impactos ou efeitos da participação da MMGD nos sistemas elétricos.

11. Na sequência, em março de 2025, no âmbito do programa Sistemas de Energia do Futuro, que faz parte da Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável, implementado pela GIZ (Agência Alemã de Cooperação Internacional), foi contratada a consultoria GME-Global (<https://www.gme-global.com/>) para a realização de estudo a respeito de metodologias internacionais para avaliação de custos e benefícios da MMGD e possíveis aplicações ao caso brasileiro.

12. O referido estudo foi realizado no idioma inglês, sendo finalizado em julho de 2025. Posteriormente, a GIZ providenciou a tradução do estudo para o português. Em anexo à presente NT, disponibilizamos a versão traduzida do referido estudo, destacando a importância de considerar a versão original em inglês em caso de eventuais diferenças.
13. Em paralelo à realização dos estudos, as Superintendências da ANEEL estreitaram o relacionamento com universidades que realizaram pesquisas sobre o tema (UNICAMP, UFU, UFSM), o que se materializou na participação da ANEEL no 1º Simpósio Setorial sobre Valoração de Custos e Benefícios da MMGD, ocorrido em 3 de abril de 2025, em Uberlândia - MG.
14. As discussões realizadas no evento catalisaram discussões internas sobre a forma de implementação da regulamentação, especialmente sobre o papel das tarifas como sinalização de custos e benefícios aos usuários. Tais discussões, agregadas às experiências internacionais trazidas no estudo realizado pela GME-Global, motivaram a proposição de alternativa para implementação dos resultados da valoração dos custos e benefícios, por meio de modernização tarifária, a qual será apresentada nesta Nota Técnica.

III - DA ANÁLISE

15. Conforme consta na Figura 1, a Agenda Regulatória da ANEEL 2025/2026 em vigor, atualizada em 21/07/2025, prevê a atividade regulatória AR24-22 denominada “*Estabelecimento de metodologia da valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída*”, com previsão de realização de uma Tomada de Subsídios (TS) no segundo semestre de 2025.

Código	Atividade Regulatória	UORG	Processo	1º Sem. 2025	2º Sem. 2025
AR24-22	Estabelecimento de metodologia da valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída (Atualizada em 21/07/2025).	STD	Instrução não Iniciada		Tomada de Subsídios

Figura 1: Atividade na Agenda Regulatória ANEEL 2025/2026

Fonte: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/agendaRegulatoria>.

16. Tal atividade tem como objeto a regulamentação do art. 17 da Lei nº 14.300/2022, transcrito a seguir:

Art. 17. Após o período de transição de que tratam os arts. 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.

§ 1º As unidades consumidoras de que trata o caput deste artigo serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação da Aneel, e deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída.

§ 2º Competirá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvidos a sociedade, as associações e entidades representativas, as empresas e os agentes do setor elétrico, estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e

dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída, observados os seguintes prazos, contados da data de publicação desta Lei:

I - até 6 (seis) meses para o CNPE estabelecer as diretrizes; e

II - até 18 (dezoito) meses para a Aneel estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios.

§ 3º No estabelecimento das diretrizes de que trata o § 2º deste artigo, o CNPE deverá considerar todos os benefícios, incluídos os locais da microgeração e minigeração distribuída ao sistema elétrico compreendendo as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição.

§ 4º Após o transcurso dos prazos de transição de que trata o caput deste artigo, a unidade consumidora participante ou que venha a participar do SCEE será faturada pela mesma modalidade tarifária vigente estipulada em regulação da Aneel para a sua classe de consumo, observados os princípios desta Lei.

17. Portanto, a Lei nº 14.300/2022 confirmou na regra do SCEE a incidência de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia no faturamento da energia compensada, contudo, previu um possível abatimento sobre esses valores, relacionados aos benefícios ao sistema elétrico propiciados pela MMGD.

18. Nota-se que a Lei definiu, ainda, que a valoração desses benefícios deveria ser feita pela ANEEL, no prazo de 18 meses de sua publicação, a partir de diretrizes que seriam estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para valoração dos custos e dos benefícios da MMGD.

19. Importa destacar que a atividade delegada à ANEEL é revestida de alta complexidade técnica e regulatória, e sua execução exige amadurecimento metodológico e articulação institucional. Essa complexidade se mostrou no tempo em que o próprio CNPE levou para a definição das diretrizes, cerca de 29 meses. Como o prazo definido para a ANEEL era de 18 meses após a publicação da Lei, e a ação da ANEEL dependia das diretrizes do CNPE, de fato, se tornou impraticável atender ao prazo legal previsto no inciso II do §2º do art. 17 da Lei nº 14.300/2022, uma vez que somente teve acesso às diretrizes 11 meses após o término do prazo definido para a Agência.

20. Nessas condições, entende-se que a discussão sobre eventual atraso da atividade delegada à Agência deve levar em consideração o contexto dos fatos, que envolve a complexidade e sensibilidade do tema, a necessidade de cumprimento do rito regulatório previsto na Lei das Agências e o objetivo da atividade, cujos efeitos para os consumidores, efetivamente, só se darão a partir de 2029. Considerando isso, a concorrência de outras atividades urgentes e a notória limitação de recursos da Agência, decidiu-se trabalhar o tema em um cronograma factível, considerando a relevância do tema, mas também a necessidade de uma abordagem mais completa possível.

21. No que se refere à suposta incerteza e falta de previsibilidade ou segurança jurídica aos consumidores que desejam investir em MMGD, mencionada por alguns agentes em diferentes ocasiões, importa destacar que os efeitos da regulamentação não serão observados antes de 2029, uma vez que, até 2028, a regra de faturamento no SCEE continuará sendo definida nos arts. 26 e 27 da Lei nº 14.300/2022 e não no art. 17. Mesmo uma eventual estimativa desses efeitos futuros não tem como ser precisa, visto que qualquer metodologia a ser definida, muito provavelmente, dependerá de informações e variáveis futuras, como, por exemplo, nível de penetração da MMGD em diferentes regiões e o nível tarifário que só se define no reajuste ou revisão do ano anterior.

22. Assim, o atual planejamento da atividade regulatória tem como base a validação de experiências internacionais de interesse, estudadas pela GME Global, e da alternativa de abordagem regulatória, por meio de uma TS a ser aberta conforme proposta presente nesta Nota Técnica.

23. Na sequência, está prevista a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) sobre as alternativas de valoração dos diferentes itens listados nas diretrizes definidas pelo CNPE, a ser submetida a Consulta Pública e a finalização do projeto em 2027, com a aprovação de regulação com mais de 12 meses do início de sua utilização, prevista para 2029.

24. A seguir, apresentamos na seção III.1 um breve resumo do estudo realizado pela GME Global sobre experiências internacionais a respeito da valoração de custos e benefícios da MMGD, complementado por comentários. Na seção III.2, é apresentada uma avaliação sobre as abordagens regulatórias consideradas para a regulamentação do art. 17 da Lei nº 14.300/2022. Ao fim, são apresentadas as perguntas-guia a serem respondidas pelos contribuintes da TS.

III.1 Do estudo realizado pela consultoria GME Global sobre experiências internacionais quanto a valoração de custos e benefícios de MMGD e REDs.

25. A GME Global, consultoria contratada pela GIZ a pedido da ANEEL, elaborou estudo (Relatório Final, anexo à presente Nota Técnica) visando apoiar a implementação do marco legal da MMGD no Brasil, considerando as diretrizes para valoração dos custos e benefícios da MME estabelecidos pela Resolução CNPE nº 2/2024.

26. Nesse estudo, foram analisadas metodologias internacionais, especialmente dos estados americanos da Califórnia e Nova York, e da Austrália, para extrair lições aplicáveis ao Brasil, com foco em avaliar o real valor de recursos energéticos distribuídos para o sistema, reduzir subsídios cruzados e incentivar a integração eficiente desses recursos.

III.1.1 Estudo de caso Califórnia (EUA)

27. O estudo de caso da Califórnia detalha a evolução regulatória da remuneração da de unidades com recursos energéticos distribuídos (MMGD, Baterias etc.) naquele estado americano, partindo do *Net Energy Metering* (NEM) para o *Net Billing Tariff* (NBT), implementado em 2023 (NEM 3.0). O novo modelo buscou alinhar a compensação dos exportadores de energia ao valor real que a injeção de energia traz ao sistema, reduzindo subsídios cruzados e incentivando o uso de armazenamento.

28. Assim, houve uma recente transição regulatória com o *Net Billing* substituindo o *Net Metering* tradicional, exigindo que os novos consumidores estejam submetidos a tarifas com postos horários (TOU) e recebam créditos de exportação baseados em valores horários calculados pela ferramenta denominada *Avoided Cost Calculator* (ACC).

29. A ACC estima, de forma granular (por hora e por localização), os custos evitados pelos RED em energia, capacidade, transmissão, distribuição, serviços ancilares e emissões de gases de efeito estufa (GEE). Esses valores são usados para definir os créditos de exportação.

30. O modelo adotado na Califórnia incentiva a exportação de energia nos horários de maior valor para o sistema, promovendo o uso de baterias para deslocar injeções de energia para períodos de pico. Como desafio, o estudo destacou que a metodologia é altamente complexa, exige

grande volume de dados e atualização constante, e pode ser de difícil compreensão para consumidores finais.

31. Segundo o trabalho da GME Global, como lições para o Brasil, a experiência da Califórnia mostra a importância de metodologias transparentes, baseadas em dados, com sinais de preço granulares e incentivos ao armazenamento, mas alerta para a necessidade de equilíbrio entre sofisticação e simplicidade para garantir inclusão e compreensão dos consumidores.

III.1.2 Estudo de caso Nova York (EUA)

32. Conforme descrito no estudo realizado, o estado de Nova York migrou de um modelo de *Net Metering* para o modelo denominado *Value of Distributed Energy Resources* (VDER), que utiliza o chamado *Value Stack* para remunerar a geração distribuída de acordo com múltiplos componentes de valor.

33. As principais características desse modelo é que o *Value Stack* remunera a energia injetada no sistema (exportada) considerando seu valor energético (preço marginal locacional - LBMP), seu valor de capacidade (ICAP), seu valor de redução de demanda (DRV), seu valor de alívio do sistema local (LSRV), seu valor ambiental (baseado no custo social do carbono), além de um crédito comunitário para projetos de geração compartilhada.

34. A valoração desses créditos é sensível ao tempo (horário) e à localização, refletindo as condições reais da rede e incentivando injeções em horários e locais de maior necessidade. Além disso, o modelo está alinhado com os planos de implementação do sistema de distribuição (DSIP), que identificam áreas de restrição e oportunidades para RED.

35. Verifica-se que esse sistema depende fortemente de medidores que permitam a medição de dados granulares para garantir a compensação justa e precisa, e tem como desafios a complexidade técnica, exigindo grande volume de dados e atualização constante, o que pode dificultar a compreensão e a previsibilidade de receitas para pequenos desenvolvedores.

36. Como lições do caso de Nova York para o Brasil, o estudo destaca a importância de uma remuneração baseada em múltiplos componentes, alinhada ao planejamento da rede, com incentivos à localização e ao tempo, e atenção à inclusão social e à transparência regulatória.

III.1.3 Estudo de caso Austrália

37. Conforme estudo apresentado, a Austrália possui um modelo altamente descentralizado e inovador, com grande flexibilidade para as concessionárias e forte competição entre fornecedores, o que impulsiona a adoção de novas soluções tarifárias e tecnológicas.

38. A estrutura regulatória combina diretrizes nacionais (como o *Small-scale Renewable Energy Scheme - SRES*) com políticas estaduais e liberdade para as concessionárias (DNSP) desenvolverem suas próprias tarifas de injeção (valor pago ao consumidor pela energia injetada), desde que sigam princípios regulatórios.

39. Essas tarifas de injeção variam por horário, localização e volume exportado, refletindo o valor real da energia para a rede. Algumas concessionárias introduziram cobranças para injeção de

energia (valor pago pelo consumidor pela energia injetada) no sistema para desincentivar exportações em horários de baixa demanda e incentivar exportações em horários de pico.

40. Além disso, a Austrália conta com um mercado de energia aberto e competitivo, com mais de 100 fornecedores, promovendo inovação em produtos, usinas virtuais, resposta à demanda e integração de veículos elétricos e baterias. Apesar disso, o SRES ainda oferece subsídios iniciais para instalação de sistemas de geração solar e, a partir de 2025, para baterias. Os subsídios variam conforme a região e o potencial solar.

41. Para adequar o planejamento e a integração do sistema, as distribuidoras devem apresentar propostas tarifárias e estratégias de transição ao regulador, incluindo análise de impacto nas faturas de energia e mediante participação pública das partes interessadas.

42. Como desafio do modelo australiano, a consultoria destacou que a descentralização pode dificultar o controle nacional e a padronização, e a complexidade das tarifas pode ser um obstáculo para consumidores de baixa renda.

43. Como lições para o Brasil, a experiência australiana ressalta o valor da flexibilidade regulatória, da competição e da inovação, mas também a necessidade de mecanismos claros de proteção ao consumidor e de políticas de inclusão para garantir que todos possam se beneficiar da MMGD.

III.1.4 Avaliações gerais das experiências internacionais, comparações com o Brasil e conclusões da GME Global

44. O estudo compara as abordagens de Califórnia, Nova York e Austrália, que evoluíram de modelos simples de *Net Metering*, utilizado atualmente no Brasil, para mecanismos mais sofisticados, como *Net Billing Tariffs* (Califórnia), *Value Stack* (Nova York) e tarifas dinâmicas (Austrália), apresentando prós e contras das metodologias e avaliando os impactos nos consumidores que não possuem MMGD.

45. Segundo o estudo, apesar de ser mais simples e eficaz para um estímulo inicial à MMGD, o modelo *Net Metering* tende a gerar subsídios cruzados e não incentiva o alinhamento da geração com as necessidades da rede. Modelos alternativos como o *Net Billing* auxiliam a reduzir a transferência de custos, incentivam o autoconsumo e o armazenamento, embora sejam mais complexos para o consumidor entender.

46. O estudo avaliou que, em alguns aspectos, a Lei 14.300/2022 inicia a transição do modelo *Net Metering* para o *Net Billing*, introduzindo a cobrança gradual das componentes tarifárias da TUSD (tarifa de uso da rede), prevendo a possibilidade de comercialização dos excedentes de energia diretamente com a distribuidora, bem como a possibilidade de remuneração do consumidor pela prestação de serviços ancilares.

47. Todas essas mudanças visam alinhar a remuneração da MMGD ao valor real para o sistema, reduzir subsídios cruzados e, por tabela, incentivam o autoconsumo e o armazenamento, minimizando a injeção e retirada de energia do sistema. Segundo o estudo, o desafio é avançar para sinais de preço mais granulares (tempo de uso, localização), como observado em mercados mais maduros.

48. Com base nas avaliações realizadas, a consultoria emitiu recomendações para o contexto brasileiro, tais como desenvolver uma metodologia de valoração dos custos e dos

benefícios da MMGD transparente, baseada em dados, que avalie múltiplas dimensões: energia, capacidade, perdas, flexibilidade operacional, efeitos locais, previstos na Resolução CNPE nº 2/2024.

49. Uma segunda recomendação teve relação com a realização de uma reforma tarifária e adoção de medição avançada, necessária para a viabilizar tarifas por tempo de uso (TOU) e sinais de preço dinâmicos. Assim, na visão do estudo, um caminho para o Brasil seria reformar as estruturas tarifárias para refletir custos reais dos usuários e incentivar comportamentos que beneficiem o sistema^[3].

50. Para efetivar isso, a solução identificada no estudo foi a adoção de sinais de preço e integração do processo tarifário com o planejamento da rede, que deve considerar a participação da MMGD e sua contribuição para a antecipação ou adiamento de investimentos ou otimização do sistema. Com isso, seria possível introduzir tarifas diferenciadas por tempo e localização para unidades consumidoras com MMGD ou participantes do SCEE, começando por clientes de alta tensão e expandindo gradualmente.

51. Por fim, o estudo sugere a criação de incentivos para a adoção de armazenamento de energia, fundamental para maximizar os benefícios da MMGD e garantir a confiabilidade do sistema, e a criação de mecanismos de compensação por serviços de rede prestados pelo armazenamento, como redução de picos e regulação de frequência. Segundo o trabalho, o uso de baterias ainda é economicamente inviável para autoconsumo, mas pode se tornar mais atrativo com a remuneração de serviços ancilares e a redução dos incentivos à exportação pura.

52. Como conclusão, o estudo avalia que o Brasil está em um momento de transição regulatória, migrando de um modelo de compensação integral (*Net Metering*) para um sistema mais alinhado ao valor real da MMGD para o sistema elétrico (*Net Billing*) e as experiências internacionais mostram que essa evolução é fundamental para garantir a sustentabilidade financeira das distribuidoras, a eficiência econômica do sistema e a justiça tarifária entre os consumidores.

53. O sucesso dessa transição dependerá da capacidade de implementar metodologias transparentes, baseadas em dados, e de promover reformas tarifárias e de infraestrutura que permitam a integração eficiente e equitativa da MMGD no setor elétrico brasileiro. Nesse sentido, se mostram adequados avanços regulatórios planejados pela ANEEL para os próximos anos, tais como o *roadmap* de modernização tarifária e os avanços em direção à digitalização das redes e ampliação da penetração da medição inteligente, cuja proposta de funcionalidades mínimas abrange a medição de pelo menos 4 postos tarifários e a medição de demanda consumida e injetada.

III.2 Das abordagens regulatórias consideradas para regulamentação do art. 17 da Lei nº 14.300/2022

54. As metodologias utilizadas pela ANEEL para definir as tarifas de energia elétrica obedecem a comandos legais e infralegais. Assim, inicialmente apresentam-se os comandos legais que, em harmonia com a Lei nº 14.300/2022, devem ser observados pela ANEEL para regulação do seu artigo 17. Na sequência, apresentam-se considerações sobre os métodos aplicados para definição da receita regulatória e das tarifas de energia elétrica a serem observados na regulação, de tal forma que se apresentam as opções vislumbradas para a regulação do artigo 17 da Lei nº 14.300/2022, ponderando os pontos positivos e negativos de cada opção.

55. Como se observará, entende-se que tais opções são excludentes, por isso a necessidade de discussão prévia do caminho a ser seguido. Ou seja, antes de adentrar em discussões específicas sobre tipologias de custos ou benefícios e sua valoração, é indispensável saber como os resultados serão aplicados. Os estudos posteriores a serem realizados para regulação do artigo 17

da Lei nº 14.300/2022 dependem dessa decisão preliminar.

56. Por fim, a regulação do artigo 17 da Lei nº 14.300/2022 deve ser tratada como etapa importante da agenda de modernização tarifária da ANEEL. A tarificação das unidades consumidoras com microgeração e minigeração distribuída é parte importante nas agendas de transição energética, justiça tarifária e recursos energéticos distribuídos.

III.2.1 Legislação Tarifária

57. A Lei nº 8.631/1993 dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica e extingue o regime de remuneração garantida:

“Art. 1º (...)

§ 2º. Os níveis das tarifas a que se refere o "caput" deste artigo corresponderão aos valores necessários para a cobertura do custo do serviço de cada concessionário distribuidor, segundo suas características específicas, de modo a garantir a prestação dos serviços adequados.

§ 4º. Respeitado o valor médio das tarifas de fornecimento, devidamente homologado na forma do disposto neste artigo, fica facultado ao concessionário distribuidor promover alterações compensatórias entre os níveis das tarifas de fornecimento relativos a cada classe de consumidor final.”

58. A Lei nº 8.987/1995 dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, definindo no artigo 13 condições para diferenciação das tarifas:

“Art. 13. As tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários.”

59. A Lei nº 9.074/1995 estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, definindo o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição mediante pagamento pelo uso do sistema:

“Art. 15 (...)

§ 6º. É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.”

60. A Lei nº 9.427/1996 institui a ANEEL e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Define condições que devem ser observadas para definição da receita regulatória e das tarifas de energia elétrica:

“Art. 3º (...)

XI - estabelecer tarifas para o suprimento de energia elétrica realizado às

concessionárias e às permissionárias de distribuição, inclusive às cooperativas de eletrificação rural enquadradas como permissionárias, cujos mercados próprios sejam inferiores a 700 GWh/ano, e tarifas de fornecimento às cooperativas autorizadas, considerando parâmetros técnicos, econômicos, operacionais e a estrutura dos mercados atendidos;

...

XVIII - definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão devem ser baseadas nas seguintes diretrizes:

a) assegurar arrecadação de recursos suficientes para a cobertura dos custos dos sistemas de transmissão, inclusive das interligações internacionais conectadas à rede básica;

b) utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão;

.....

Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:

I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;"

61. A Lei nº 9.648/1998 altera dispositivos das Leis nº 3.890-A/1961, nº 8.666/1993, nº 8.987/1995, nº 9.074/1995, nº 9.427/1996 e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da ELETROBRAS. No artigo 9º define a separação contratual de compra de energia e do uso e acesso aos sistemas e dá competência para ANEEL para regular as tarifas e regras de contratação:

"Art. 9º Para todos os efeitos legais, a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados, deve ser contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Parágrafo único. Cabe à ANEEL regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica por concessionário, permissionário e autorizado, bem como pelos consumidores de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 1995."

62. A Lei nº 10.848/2024, que dispõe sobre a comercialização de energia, define o tratamento isonômico em relação aos encargos setoriais:

"Art. 28. A regulamentação estabelecerá critérios e instrumentos que assegurem tratamento isonômico quanto aos encargos setoriais entre os consumidores sujeitos ao fornecimento exclusivo por concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica e demais usuários, observada a legislação em vigor."

63. Somam-se aos dispositivos legais os comandos específicos para Micro e Minigeração Distribuída definidos na Lei nº 14.300/2022. Recortam-se os que tratam da definição tarifária após o período de transição definidos nos artigos 25, 26 e 27:

Art. 17. Após o período de transição de que tratam os arts. 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.

§ 1º As unidades consumidoras de que trata o caput deste artigo serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação da Aneel, e deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída.

§ 2º Competirá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvidos a sociedade, as associações e entidades representativas, as empresas e os agentes do setor elétrico, estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída, observados os seguintes prazos, contados da data de publicação desta Lei:

I - até 6 (seis) meses para o CNPE estabelecer as diretrizes; e

II - até 18 (dezoito) meses para a Aneel estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios.

§ 3º No estabelecimento das diretrizes de que trata o § 2º deste artigo, o CNPE deverá considerar todos os benefícios, incluídos os locacionais da microgeração e minigeração distribuída ao sistema elétrico compreendendo as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição.

§ 4º Após o transcurso dos prazos de transição de que trata o caput deste artigo, a unidade consumidora participante ou que venha a participar do SCEE será faturada pela mesma modalidade tarifária vigente estipulada em regulação da Aneel para a sua classe de consumo, observados os princípios desta Lei.

Art. 18. Fica assegurado o livre acesso ao sistema de distribuição para as unidades com microgeração ou minigeração distribuída, mediante o ressarcimento, pelas unidades consumidoras com minigeração distribuída, do custo de transporte envolvido.

Parágrafo único. No estabelecimento do custo de transporte, deve-se aplicar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição realizada pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída, se para injetar ou consumir energia.

Art. 19. As bandeiras tarifárias incidem somente sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado e não se aplicam sobre a energia excedente que foi compensada conforme estabelecido no art. 12 desta Lei.

64. A Legislação Tarifária é complementada também por Decretos. O Decreto nº 62.724/1968 estabelece as normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica:

“Art 2º. Para fins de análise de custo do serviço e fixação de tarifas, as classes de consumidores de que trata o art. 177, Capítulo VII, Título IV, do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, deverão ser grupadas da seguinte forma:

1 - Grupo A; consumidores ligados em tensão igual ou superior a 2.300 volts;

2 - Grupo B; consumidores ligados em tensão inferior a 2.300 volts.

Art 3º. Se o concessionário dispuser de mais de uma tensão de fornecimento aos consumidores do Grupo A este poderá ser dividido em subgrupos.

Parágrafo único. Os subgrupos serão definidos nas portarias de fixação de tarifas, em função das características do sistema do concessionário....

Art 10. Além dos elementos já exigidos por dispositivos legais, o requerimento a ser apresentado pelo concessionário à Fiscalização, para fixação de tarifas, deverá ser instruído com a análise do custo do serviço e a sua discriminação entre os grupos e subgrupos se houver, de consumidores, definidos na forma deste decreto.

Art 11. As tarifas a serem aplicadas aos consumidores do Grupo A serão estruturadas sob forma binômia, com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia.

§ 1º. A demanda de potência, bem como o consumo de energia de cada usuário desse grupo, deverão ser verificados, sempre por medição.

§ 2º. O consumidor do Grupo A, cuja capacidade de transformadores for igual a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, poderá optar por mudança de grupamento para efeito de medição da energia consumida e aplicação da tarifa relativa à respectiva classe, se houver, do Grupo "B".

§ 4º. As portarias de fixação de tarifas poderão estabelecer blocos nas taxas de demanda de potência e consumo de energia, aplicáveis aos consumidores do Grupo A, levando-se em consideração o valor da carga demandada e a sua distribuição, com base em estudos a serem apresentados pelo concessionário, à Fiscalização.

...

Art. 14. O custo do serviço do fornecimento de energia elétrica deverá ser repartido, entre os componentes de demanda de potência e de consumo de energia, de modo que cada grupo ou subgrupo, se houver, de consumidores, responda pela fração que lhe couber.

Parágrafo único - O critério de repartição das parcelas do custo do serviço entre os componentes tarifários será definido pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.

...

CAPÍTULO IV

Tarifas para Condições Especiais de Fornecimento

Art. 22. Tendo em vista as particularidades dos sistemas de cada concessionário, poderá o Departamento Nacional de Águas e Energia estabelecer tarifas especiais para casos a seguir discriminados:

a) fornecimentos interruptíveis, oriundos de ocasional disponibilidade de potência e ou de energia;

b) fornecimento em horas fora dos períodos de ponta de carga;

c) fornecimentos por simples transporte e ou intercâmbio de energia; e
[\(Redação dada pelo Decreto nº 12.068, de 2024\)](#)

d) regiões de elevada complexidade ao combate às perdas não técnicas e de

elevada inadimplência. [\(Incluído pelo Decreto nº 12.068, de 2024\)](#)

§ 1º. O fornecimento de energia elétrica em horas fora dos períodos de ponta de carga deverá subordinar-se às seguintes condições gerais:

a) existência comprovada de excedentes comerciáveis de energia;

b) redução da demanda de potência, no período de ponta do sistema, a um valor compreendido entre limites a serem fixados no contrato de fornecimento.

§ 2º. As tarifas que regularão o fornecimento de que trata o § 1º deste artigo serão determinado em cada caso em função de estudo econômico a ser submetido ao Departamento Nacional de Águas e Energia, acompanhados dos respectivos contratos de fornecimento, não podendo ser feita discriminação, para cada concessionário entre consumidores nas mesmas condições de utilização do serviço.

§ 3º. Os fornecimentos de que trata este artigo serão regulados por contratos entre as partes interessadas, submetidos à aprovação do Departamento Nacional de Águas e Energia, ou nas próprias portarias de fixação de tarifas.”

65. O Decreto nº 774/1993, que regulamenta a Lei nº 8.631, de 1993, dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica e extingue o regime de remuneração garantida:

“Art. 35. Respeitados a estrutura dos grupos, subgrupos e classes definida pelo DNAEE e o valor médio da tarifa de fornecimento do concessionário distribuidor, devidamente homologado, poderá este promover alterações compensatórias nos níveis das tarifas de fornecimento entre as classes de consumidor final.

Art. 36. Ficam autorizados os concessionários a contratar com os seus consumidores, fornecimentos que tenham por base tarifas diferenciadas, que contemplem o custo do respectivo atendimento, ou a existência de energia elétrica temporariamente excedente, segundo critérios e condições estabelecidas pelo DNAEE, devendo os contratos respectivos serem homologados pelo mesmo.”

66. O Decreto nº 2.655/1998 regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e define as regras de organização do Operador Nacional do sistema Elétrico e as condições que a Agência deve observar para definição de tarifas:

“Art 7º. A ANEEL estabelecerá as condições gerais do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, compreendendo o uso e a conexão, e regulará as tarifas correspondentes, com vistas a:

I - assegurar tratamento não discriminatório a todos os usuários dos sistemas de transmissão e de distribuição, ressalvado o disposto no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, com a redação dada pelo art. 4º da Lei nº 9.648, de 1998;

II - assegurar a cobertura de custos compatíveis com custos-padrão;

III - estimular novos investimentos na expansão dos sistemas;

IV - induzir a utilização racional dos sistemas;

V - minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos; e (Redação dada pelo Decreto nº 12.068, de 2024)

VI - estimular ações de inclusão energética e de combate a perdas não técnicas e à inadimplência. (Incluído pelo Decreto nº 12.068, de 2024).”

67. É este conjunto de dispositivos legais e infralegais que a ANEEL deve observar para definição das tarifas de energia elétrica. Tal ordenamento jurídico, em conjunto com a base teórica, define princípios tarifários que devem ser observados na definição das tarifas. O tema foi discutido em detalhes na Tomada de Subsídios nº 11 de 2024, da qual se retira o Quadro 1:

Quadro 1: Princípios de Estrutura Tarifária		
Princípio	Base Teórica	Base Normativa
Equilíbrio Econômico e Financeiro	Sustentabilidade da Empresa Estabilidade das Receitas	Art. 9º, §3º, da Lei nº 8.987/1995 Contratos de Concessão e Permissão
Causalidade de Custos	Eficiência Econômica Carga crescente Peak Load Pricing Custo Marginal de Longo Prazo Planejamento Ótimo	Art. 14 do Decreto nº 62.724/1968 Art. 36 do Decreto nº 774/1993 Art. 13 da Lei nº 8.987/1995 Art. 3º XVIII da Lei nº 9.427/1995 Art. 7º, II-V do Decreto nº 2.655/1998 Módulo 7 do PRORET (REN ANEEL nº 1.060/2023)
Modicidade	Modicidade	Art. 6º, §1º da Lei nº 8.987/1995
Generalidade	Universalização	Art. 6º, §1º da Lei nº 8.987/1995 Decreto nº 11.628/2023
	Tarifa Social de Energia Elétrica	art. 6º, §1º da Lei nº 8.987/1995 Lei nº 10.438/2002
Aceitação Pública	Simplicidade Isonomia Estabilidade	Art. 15, §6 da Lei nº 9.074 Art. 7º, I, do Decreto nº 2.655/1998

Fonte: Nota Técnica n. 214/2025-STR/ANEEL, disponível no site da TS 11/2024

III.2.2 O Processo Tarifário de Distribuição

68. A definição da tarifa de energia elétrica é resultado de um processo que utiliza um conjunto de insumos e regras e resulta na aprovação pela Diretoria da ANEEL de uma Resolução Homologatória com os valores das tarifas.

69. Entende-se que o resultado da regulação do artigo 17 da Lei nº 14.300/2022 deve ser um novo conjunto de tarifas a serem consideradas no faturamento das unidades participantes do SCEE.

70. Deste modo, a metodologia de consideração dos benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas unidades consumidoras com MMGD deve ser construída de tal forma que seja aplicada harmoniosamente ao já consolidado processo tarifário de distribuição.

71. Por essa razão, é importante o entendimento do processo tarifário, das suas premissas e particularidades, para adequar a construção da metodologia de consideração dos custos e benefícios da MMGD.

72. O processo tarifário atende aos comandos legais citados, aos contratos de concessão e permissão celebrados e à boa prática internacional de regulação, sendo o resultado de décadas de discussão e aperfeiçoamento com a sociedade e agentes setoriais.

73. O processo tarifário pode ser dividido em duas etapas: i) definição do nível regulatório das receitas, onde são definidas as diversas receitas regulatórias que devem ser recuperadas pela distribuidora que, quando somadas totalizam a receita requerida da distribuidora; e ii) estrutura tarifária, na qual os níveis regulatórios de receitas definidos na Etapa 1 são transformados em tarifas que serão utilizadas no faturamento dos consumidores com o objetivo de recuperar a receita requerida, considerando-se os benefícios e isenções tarifárias.

DEFINIÇÃO DO NÍVEL REGULATÓRIO

74. O processo tarifário considera diversos custos, que são agregados em 5 grandes funções:

- a. Custos de Energia;
- b. Custos de Transmissão;
- c. Custos de Distribuição;
- d. Custos de Perdas;
- e. Custos de Encargos Setoriais.

75. Resumidamente, os custos de energia são baseados nos contratos celebrados entre as distribuidoras e os agentes de geração. A quantidade de energia considerada para compor o custo de compra de energia é o mercado realizado dos últimos 12 meses e, ao ser multiplicada pelo preço médio de compra de energia, resulta no custo de compra de energia.

76. Os custos de transmissão são as obrigações definidas para as distribuidoras no processo de definição da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, a qual depende da receita a ser recuperada para pagar os ativos de transmissão e dos montantes contratados pelas distribuidoras para acesso ao sistema de transmissão. Os ativos de transmissão são resultados dos processos concorrenciais de leilão ou das obras de melhoria ou expansão dos ativos existentes e devem estar em operação ou com operação prevista para os próximos meses.

77. Os custos de distribuição são definidos na revisão tarifária, considerando os investimentos prudentes realizados pelas distribuidoras e os custos operacionais eficientes, com base em análise de desempenho entre empresas comparáveis. O custo de distribuição é atualizado nos processos de reajuste tarifário, considerando o indexador do contrato de concessão (índice inflacionário), deduzido do Fator X (ganhos de produtividade).

78. Os custos com perdas elétricas são baseados em parâmetros de desempenho histórico. No caso das perdas não técnicas, os índices aplicados ao mercado de referência – mesmo mercado considerado no custo de compra de energia – são baseados em análise de eficiência que considera valores históricos. O índice de perdas técnicas é definido por medição ou modelo matemático que considera a tipologia de rede existente antes do processo de revisão tarifária. Os demais itens de perdas, como receitas irrecuperáveis e perdas na rede básica, também são baseados em valores históricos ou realizados.

79. Por fim, os custos com encargos setoriais são obrigações legais das distribuidoras e são definidos em outros processos da ANEEL, como orçamento da CDE. Baseiam-se em valores históricos atualizados ou projeções de necessidades para os respectivos fundos. O Encargo de Serviço de Sistema, por exemplo, é um custo homologado em processo específico baseado em projeções.

80. Como se observa do resumo apresentado, os custos regulatórios definidos no processo tarifário são majoritariamente baseados em custos históricos, mesmo com análise comparativa de eficiência, ou obrigações definidas em momentos anteriores ao processo tarifário da distribuidora. Assim, os custos regulatórios, que são utilizados para definir as tarifas, são uma métrica amparada em custos reais do sistema elétrico brasileiro.

81. Por considerarem valores passados e mercado realizado, definem-se tarifas que serão aplicadas ao mercado a ser realizado – futuro. Portanto, recuperarão valores distintos dos custos considerados no processo tarifário. Por essa razão, há mecanismos de ajustes para correção do desvio entre o custo regulatório real, o custo regulatório considerado no processo tarifário e o faturamento realizado pelas distribuidoras. Tais ajustes se aplicam para parcela significativa dos custos regulatórios, em especial os custos de encargos setoriais, os custos de energia e os custos de transmissão.

82. A metodologia detalhada dos custos regulatórios pode ser consultada nos respectivos módulos dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

83. O objetivo do resumo explanado acima é levar à reflexão a premissa de considerar os custos históricos como aproximação dos custos futuros. Logo, pode-se afirmar que os custos regulatórios considerados no processo tarifário de distribuição se referem ao passado. E mecanismos de ajuste são aplicados para ajustar as diferenças entre considerado e realizado.

84. Tal fato é perceptível nos itens de custo que compõem a Parcela A. Os mecanismos de CVA e neutralidade possuem a função de garantir que os valores faturados e os custos efetivos da distribuidora se aproximem ao longo do tempo.

85. Tal premissa também é válida para o ambiente de transmissão, onde a Receita Anual Permitida é baseada em informações históricas. A parcela de custos que é projetada (por exemplo, MUST de usuários e obras previstas) é ajustada no processo seguinte (Parcela de Ajuste) para garantir que valores faturados e os custos efetivos se aproximem ao longo do tempo.

86. A premissa de utilização de custos históricos como aproximação dos custos futuros é importante para as discussões da metodologia de definição dos custos e benefícios da MMGD. Métodos que consideram informações realizadas exigem menores adaptações nos modelos adotados no processo tarifário. No caso de metodologias que consideram projeções, é importante definir os mecanismos de ajuste posteriores para consideração do desvio entre o projetado e o realizado.

87. Outro resultado importante das considerações acima é que os custos e benefícios dos sistemas MMGD existentes já estão considerados nas tarifas homologas pela ANEEL. A seguir, explica-se como isso ocorre para os diversos custos regulatórios.

88. No caso das perdas técnicas, como o método considera valores medidos e a simulação da rede passada, a redução ou aumento das perdas devido à inserção de MMGD aumentou ou reduziu o valor medido das perdas técnicas e, em alguma medida, impactou a simulação com base na tipologia de rede, pois este sistema já considera os impactos da inserção da MMGD.

89. No caso dos custos de distribuição, investimentos realizados para atendimento das particularidades da inserção da MMGD anteriores ao processo tarifário de revisão já foram incorporados na base de remuneração, ou seja, já estão no custo regulatório de distribuição. Da mesma forma, os investimentos evitados pelas distribuidoras devido aos efeitos benéficos da MMGD resultaram na não majoração da base de ativos e por consequência da receita regulatória de distribuição, beneficiando então todos os usuários conectados à distribuidora.

90. O mesmo ocorre com os custos operacionais das empresas. Uma redução ou um aumento que ocorra nos custos operacionais das empresas é considerado nos modelos de eficiência comparativa e resulta em maior ou menor consideração de custos regulatórios operacionais nas revisões tarifárias. Vale mencionar que a partir da aprovação da última versão da metodologia, os resultados de eficiência são atualizados todos os anos.

91. No caso dos custos de transmissão, temos o mesmo efeito. Caso a inserção de MMGD tenha gerado a necessidade de novos investimentos, esta necessidade é refletida nos investimentos que foram licitados ou autorizados, gerando um adicional de custo a ser considerado na definição da TUST, que é considerada no processo tarifário da distribuição. Caso a inserção de MMGD diminua a necessidade de expansão, as obras evitadas ou postergadas também foram consideradas no planejamento da expansão e, portanto, a TUST considera tal fato.

92. Para os custos de energia, devido à geração de energia elétrica pelos consumidores com MMGD, em termos energéticos, há menor necessidade de expansão do parque de geração. Por outro lado, na questão elétrica, se faz necessária a adaptação do parque gerador para se tornar mais flexível. Logo, os impactos da inserção de MMGD também são refletidos e internalizados na expansão do parque de geração, seja pela não realização de novos leilões, seja pela necessidade de contratação de fontes com atributos específicos. E tais leilões impactam o custo regulatório de compra de energia considerado no processo tarifário, bem como os encargos associados à operação do sistema (ESS, ERR e ERCAP).

93. Por fim, os encargos setoriais têm características próprias, sendo mais ou menos afetados, diretamente ou indiretamente. O ONS, por exemplo, investe recursos e adapta sistemas em função do dinamismo dos recursos energéticos distribuídos, o que impacta o orçamento do operador, recuperado via TUST (97%) e contribuições associativas (3%). A TFSEE, P&D e Eficiência Energética são obtidos a partir de percentuais da receita dos agentes. Se a MMGD afeta essa receita, o encargo se altera.

94. Já a CDE e os Encargos de Serviço de Sistema (ESS), de Energia de Reserva (EER) e de Reserva de Capacidade (ERCAP) são diretamente afetados pela inserção da MMGD. No caso da CDE, o fundo arca com parte dos subsídios definidos na Lei nº 14.300/2022. Já os encargos ESS, ERR e ERCAP são resultado das condições operativas do sistema, e, portanto, sofrem impactos da inserção da geração distribuída.

95. Todas estas possíveis variações de custos, para mais ou para menos, devidas à inserção de MMGD, em momentos diferentes, já foram consideradas nos custos regulatórios das distribuidoras, logo, nas tarifas de energia elétrica. A questão temporal, ou seja, o momento de consideração dos custos e benefícios da MMGD, depende da regra de definição do custo regulatório. Por exemplo, os custos de distribuição e perdas são recalculados apenas nos processos de revisão tarifária. Já os custos de transmissão dependem do momento de entrada em operação do ativo e seu impacto no processo de definição da TUST.

96. Dessa forma, a questão temporal também deve ser considerada na definição da metodologia de definição dos custos e benefícios da MMGD.

97. Um ponto que sempre pode ser discutido é a necessidade de aprimoramento dos métodos de definição dos custos regulatórios, em especial, considerando o tema ora em discussão, para que consideram adequadamente os impactos da inserção da MMGD, como por exemplo, foi a discussão da Consulta Pública nº 009/2024.

98. Em resumo, nesta Seção, apresentaram-se argumentos para demonstrar que os custos regulatórios são uma métrica amparada nos custos reais do setor, e baseados em valores históricos. Assim, os custos e benefícios da inserção da MMGD já estão considerados nas tarifas de energia elétrica.

99. Com base nisso, entende-se que as metodologias para definição dos custos e benefícios da MMGD devem considerar, preferencialmente, valores históricos ou, alternativamente, prever mecanismos de ajuste entre projetado e realizado. Também se ponderou sobre a questão temporal de consideração destes impactos na tarifa, que dependem dos atuais métodos de definição de cada custo regulatório. Por fim, foi trazido o entendimento de que os efeitos, positivos e negativos, da inserção de micro e minigeração distribuída já estão incorporados nas tarifas de energia elétrica aplicadas aos acessantes dos sistemas de distribuição.

DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

100. Definido o nível dos custos regulatórios, a etapa seguinte é a definição das tarifas. Existem diferentes consumidores agrupados em diferentes classes, subclasses e modalidades, bem como regras de isenções e descontos. Este conjunto de regras que definem as diversas tarifas dos diferentes usuários do sistema é denominado de estrutura tarifária. Faz-se necessário um método de valoração de custos e benefícios da MMGD que considere essas regras sob pena de inviabilizar sua aplicação.

101. As metodologias da etapa de estrutura tarifária podem tanto utilizar dados históricos como previsões. As metodologias para definição da tarifa dos usuários da distribuição, para todas as componentes tarifárias, utilizam informações históricas: mercado, custos, curvas de carga e demais parâmetros. A única exceção é a metodologia de definição da tarifa aplicada as centrais geradoras conectadas em 138 e 88 kV, que considera os mesmos parâmetros da tarifa de uso do sistema de transmissão, ou seja, valores previstos.

102. A metodologia de estrutura tarifária da transmissão utiliza informações projetadas para o ano seguinte: rede projetada e MUST contratados para o fim do horizonte do ciclo. Como já informado, existem mecanismos de ajuste para que os valores a serem faturados e os custos efetivos se aproximem.

103. Contudo, na etapa de estrutura tarifária, utilizando-se projeção ou valores históricos, deve-se buscar sempre recuperar os custos definidos na etapa de nível regulatório, em atendimento ao princípio do Equilíbrio Econômico-Financeiro.

104. Assim, o valor da tarifa de energia elétrica percebida pelos consumidores de energia elétrica e demais usuários reflete o atual sistema elétrico, que foi planejado, construído e operado pelas empresas. Nessa condição, os investimentos em geração, transmissão e distribuição foram realizados para atender às exigências históricas e atuais. Assim, eventuais postergações de investimentos e reduções de custos já estão incorporadas na tarifa, bem como os investimentos realizados para atender às condições passadas e atuais do sistema, como por exemplo, os aumentos de custos necessários para atender novas demandas dos usuários.

105. Importante destacar que os métodos de estrutura tarifária aplicados no setor elétrico brasileiro possuem ferramental para diferenciar os custos de atendimento dos diferentes grupos. Em alguns casos, calcula-se e considera-se esta diferenciação nas tarifas, como no caso da diferenciação dos custos de distribuição entre os subgrupos tarifários da alta tensão e a baixa tensão (A2, A3, MT e BT). Em outros casos, os parâmetros que possibilitam a diferenciação são calculados, mas não são aplicados, como no caso dos subgrupos do grupo B (B1, B2 e B3).

III.2.3 As opções para regulamentação do artigo 17 da Lei 14.300/2022

106. Nesta seção discutem-se duas opções de regulação do artigo 17. Como ressaltado, ponderam-se os pontos positivos e negativos das opções. Salvo melhor juízo, visualizam-se as duas opções como excludentes, motivando então a discussão prévia de qual caminho seguir.

107. Portanto, é importante receber nesta Tomada de Subsídio contribuições de outras possíveis opções de tratamento do caso, bem como da possibilidade de não exclusão das opções.

OPÇÃO A – DIFERENCIAÇÃO TARIFÁRIA

108. Conforme explanado na seção anterior, as atuais tarifas, em seu nível tarifário, já contemplam os custos e benefícios da MMGD. Para atender ao comando da Lei nº 14.300, de 2022, de alocar tais custos e benefícios para os consumidores com MMGD, uma possível solução técnica proposta é por meio da diferenciação tarifária.

109. A diferenciação tarifária, nesse caso, compreenderia a definição de parâmetros de cálculo e metodologia para construção de uma tarifa específica para unidades consumidoras com MMGD, considerando suas características e a forma com que impactam o sistema.

110. Tal encaminhamento é corroborado pelo estudo da GME Global, que trouxe a experiência dos países selecionados que utilizam um modelo de precificação para tratar dos custos e benefícios da MMGD. Nessa linha, é possível acompanhar a transformação observada nos demais países, que foi a substituição do sistema de compensação por métodos mais elaborados e robustos (em termos de precificação e causalidade de custos).

111. A metodologia, a ser definida, estabeleceria tarifas de referência por componentes tarifárias, resultando em uma tarifa específica para unidades consumidoras com MMGD, diferente das tarifas de unidades consumidoras sem MMGD.

112. Tal proposta está alinhada com a condição basilar de que as atuais tarifas de energia refletem o sistema atual. Assim, não há necessidade de definição a priori dos custos e benefícios da MMGD, nem a discussão de quais custos e benefícios já foram ou não considerados nas tarifas de energia elétrica.

113. Dessa forma, em caso de os consumidores com MMGD gerarem benefício em alguma componente tarifária (transmissão, distribuição, perdas técnicas, por exemplo), a tarifa de referência para os consumidores com MMGD seria inferior à dos demais. Da mesma forma, o racional em caso dos consumidores com MMGD gerarem custos adicionais seria de que as tarifas de referência ficariam superiores.

114. Essa lógica valeria tanto para as tarifas de injeção (exportação) quanto para as tarifas de consumo (importação), em estrita observância ao princípio previsto no parágrafo único do art. 18 da Lei nº 14.300/2022.

115. Tal solução está alinhada com os comandos legais vigentes e gerais sobre tarifas de energia elétrica, bem como atende ao comando da Lei 14.300/2022: os valores de custos e benefícios estariam refletidos nas tarifas dos consumidores com MMGD, e seriam definidos pela diferença entre as tarifas, dos consumidores com e sem MMGD.

116. As diretrizes definidas na Resolução nº 02/2024 do CNPE também estão alinhadas a essa proposta, uma vez que todas as diretrizes citadas no Artigo 1º ou já são consideradas na definição dos custos regulatórios e das tarifas de energia, ou podem ser consideradas mediante aprimoramento dos métodos atuais. As diretrizes I a IV e IX tratam do impacto nos custos regulatórios, logo, como já dito, estão consideradas nos atuais métodos tarifários de definição da receita regulatória. As diretrizes X a XII tratam de aspectos metodológicos e assim devem ser observados pela metodologia a ser definida. Os comandos relacionados à questão locacional, simultaneidade, sazonalidade e horário de consumo, que constam nas diretrizes V a VIII, podem ser tratadas via definição da tarifa, pela diferenciação tarifária. Note-se que as diretrizes V a VIII estão alinhadas com a Agenda de Modernização Tarifária discutida com a sociedade na Tomada de Subsídios nº 11/2024.

117. Deve-se também observar que determinados custos regulatórios, em especial a CDE, possuem comandos legais específicos, que devem ser observados na definição da tarifa para MMGD (nesta proposta, bem como na proposta discutida a seguir). Não há comando legal que isente os consumidores com MMGD do pagamento da CDE ou de qualquer outro encargo. Além disso, o art. 28 da Lei nº 10.848/2024 define que se deve dar tratamento isonômico aos consumidores em relação aos encargos setoriais.

118. Outros dois comandos que devem ser observados são: o comando da Lei nº 8.987/1995, que define a diferenciação dos consumidores com base nos custos específicos de cada grupo de consumidores, e o comando do Decreto nº 2.655/1998, que estabelece o tratamento não discriminatório entre os usuários dos sistemas de transmissão e distribuição. Esses comandos legais são aplicados sobre todos os usuários do sistema, e devem ser lembrados no caso dos consumidores participantes do SCEE.

119. Neste sentido, é possível considerar três grupos participantes do SCEE, cada qual com suas particularidades e custos específicos provenientes do atendimento:

- Pontos de injeção exclusivo: instalações de consumidores com forte predominância de fluxo de injeção na rede. Trata-se das instalações que geram energia nas modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada;
- Pontos de consumo apenas: unidades consumidoras que não possuem MMGD localmente, ou seja, só consomem (importam) energia do sistema e participam do SCEE na condição de beneficiários de excedentes de energia ou de créditos de energia herdados de outras unidades consumidoras, os quais podem ser compensados no faturamento;
- Pontos de consumo e injeção: unidades consumidoras com MMGD, participantes do SCEE e que em algum momento injetam (exportam) e em outro momento consomem (importam) da rede. Trata-se das instalações da modalidade autoconsumo local e empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras com MMGD.

120. Tal separação dos consumidores é importante para definição das tarifas específicas para MMGD, uma vez que o custo de atendimento destes três grupos é distinto. Os dois primeiros grupos, com direção única de fluxo predominante, tecnicamente, se assemelham com centrais geradoras e consumidores sem MMGD, respectivamente.
121. A única razão técnica para diferenciação tarifária de instalações que só consomem energia conectadas em uma mesma distribuidora e mesmo nível de tensão é a variável horária ou locacional. Não há razão técnica para que unidades que só consomem energia, em um mesmo nível de tensão, com custos de atendimento semelhantes, com probabilidades de causar expansão do sistema em determinado horário próximas, percebam custos de acesso e uso diferentes. Portanto, o grupo participante do SCEE que só consome energia deve ser tratado da mesma forma que um consumidor sem MMGD.
122. Para exemplificar, duas unidades consumidoras em um mesmo condomínio vertical, com consumo mensal igual e hábitos de uso semelhantes devem pagar faturas de energia elétrica com valores próximos. A única explicação para que percebessem pagamento diferente pelo uso do sistema seria se o momento de consumo fosse diferente com relação à tarifa horária.
123. O mesmo racional se aplica a pontos de injeção: se duas usinas de mesma potência estão fisicamente uma ao lado da outra, se conectam no mesmo ponto, no mesmo nível de tensão e na mesma localização elétrica, não há razão para que paguem custos de acesso e uso diferentes. Portanto, o grupo participante do SCEE com injeção de energia exclusiva deve ser tratado da mesma forma que uma central geradora que não participa do SCEE.
124. Como mencionado, o comando legal do Decreto nº 2.655/1998 citado anteriormente estabelece o tratamento não discriminatório.
125. Assim, o grupo de unidades consumidoras que deve ter tratamento diferenciado é aquele com pontos de consumo e injeção, ou seja, das unidades da modalidade de autoconsumo local e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras com MMGD. Este, sim, possui características e custos de atendimento que o diferencia dos demais.
126. Outro ponto importante é em relação ao momento em que o benefício da MMGD é gerado. O que tem possibilidade de gerar benefício é a injeção de energia na rede, já que, no momento de consumo de energia, esse consumidor com MMGD não se diferencia dos demais consumidores. Eventuais reduções de perdas, investimentos e custos devem-se à injeção de energia na rede pelos consumidores com MMGD.
127. As variações de preço ao longo do dia, reflexo das variações de oferta e demanda, devem ser percebidos por todos os grupos de consumidores. Em momentos de sobreoferta, o preço reduzido da energia elétrica deve ser sinalizado aos consumidores, e essa possibilidade está sendo discutida no processo 48500.034060/2025 – Modernização das Tarifas de Distribuição – Ciclo 1 (Tarifas Horárias). Em resumo, a possibilidade de redução do custo médio de energia deve ser percebida por todos os consumidores, não com exclusividade por determinados grupos.
128. Ademais, deve-se definir um método que valora a energia injetada e consumida ao longo das horas do dia. Devido às variações de disponibilidade energética e elétrica, e da demanda dos consumidores, o preço de equilíbrio do sistema se altera no decorrer das horas. Tal fenômeno pode ser observado nos valores de custo marginal de operação - CMO, comparando-se os anos de 2018 e de 2025, conforme figuras a seguir. Assim, deve ser incluída uma variável horária que reflita os diferentes custos da energia elétrica quando se injeta na rede e no momento que se consome energia da rede.

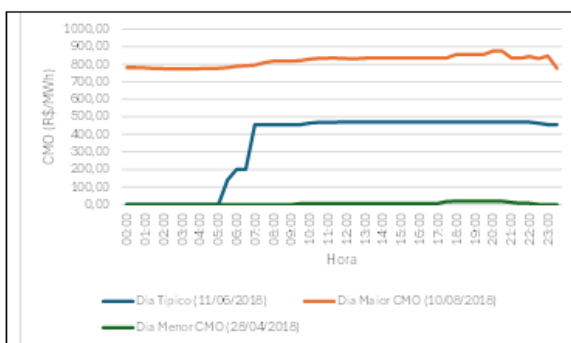


Figura 2: CMO típico, mínimo e máximo 2018 – Subsistema Nordeste

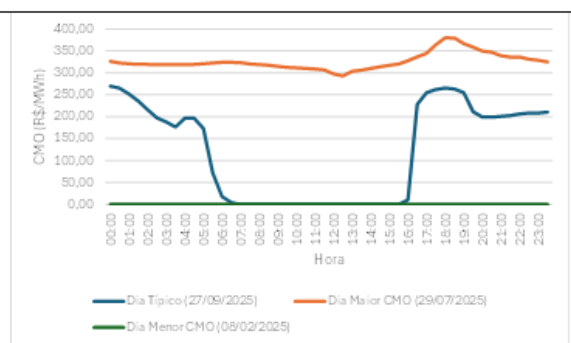


Figura 3: CMO típico, mínimo e máximo 2025 – Subsistema Nordeste

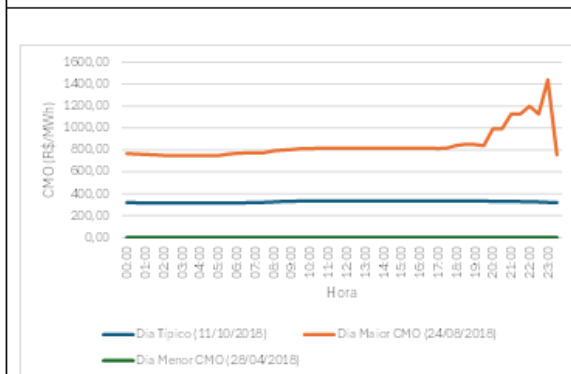


Figura 4: CMO típico, mínimo e máximo 2018 – Subsistema Norte

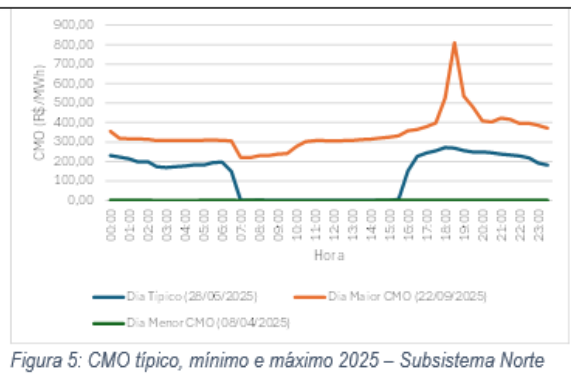


Figura 5: CMO típico, mínimo e máximo 2025 – Subsistema Norte

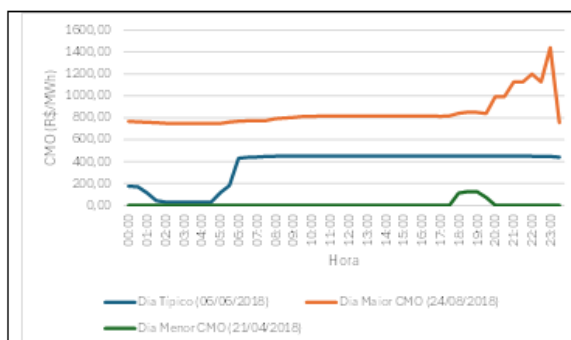


Figura 6: CMO típico, mínimo e máximo 2018 – Subsistema Sudeste/Centro Oeste

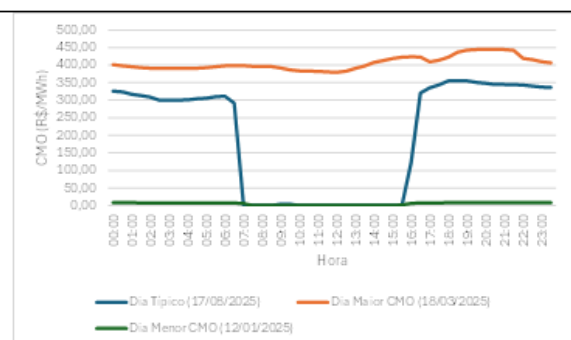


Figura 7: CMO típico, mínimo e máximo 2025 – Subsistema Sudeste/Centro Oeste

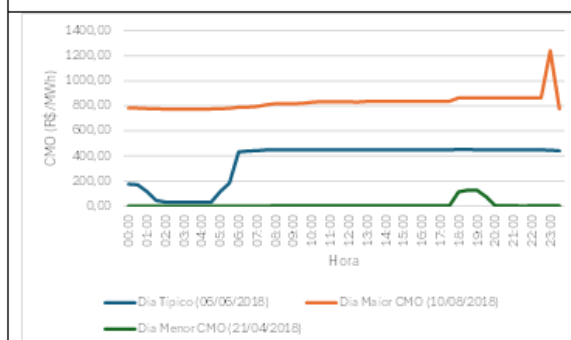


Figura 8: CMO típico, mínimo e máximo 2018 – Subsistema Sul

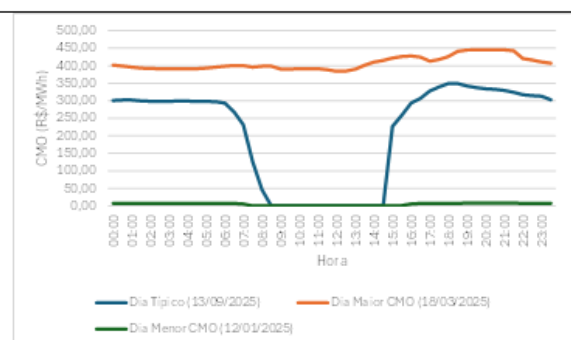


Figura 9: CMO típico, mínimo e máximo 2025 – Subsistema Sul

129. Resumindo, do ponto de vista técnico, uma solução para atender o comando da Lei 14.300/2022, bem como os demais ditames legais relacionados à tarifação de energia elétrica, é por meio da diferenciação tarifária. As unidades consumidoras com MMGD classificadas nas

modalidades autoconsumo e empreendimento com múltiplas unidades devem ter uma diferenciação tarifária na parcela de injeção de energia na rede e podem ter diferenciação na parcela de uso da rede no momento de consumo.

130. Em relação à parcela de injeção de energia, já existe previsão para o pagamento pela injeção de energia na rede, e o entendimento de diferenciar a tarifa de injeção, portanto, está alinhado com as regras em vigor. O que pode ser aprimorado é a diferenciação horária e locacional desse pagamento, a depender dos custos e benefícios proporcionados pela injeção de energia.

131. Em relação à parcela de consumo, com exceção do desconto definido nas regras de transição da Lei 14.300, a tarifa é a mesma entre consumidores com e sem MMGD, diferenciando-se apenas do fato de que os consumidores com MMGD não percebem o custo de energia, uma vez que geraram sua própria energia em um momento diferente. Por este motivo que se define uma tarifa específica para o faturamento do SCEE, uma tarifa sem as componentes associadas aos custos de energia.

132. Em relação à tarifa de uso, o que se propõe é discutir um aprimoramento, estabelecendo metodologia que defina os custos específicos de atendimento de um consumidor com MMGD, sob a óptica de prestação do serviço de transporte (componentes tarifárias associadas a distribuição, transmissão e perdas).

133. Algumas redes expandem devido a aumentos no seu uso no meio do dia, enquanto outras redes são expandidas devido a aumentos de uso no período noturno. A probabilidade do grupo de consumidores com MMGD gerarem expansão em redes com demanda máxima à tarde é menor, pois usualmente este grupo de consumidores está injetando nesse período. Contudo, em redes com demanda máxima à noite, a probabilidade do grupo de consumidores com MMGD gerar expansão é semelhante à probabilidade do grupo de consumidores sem MMGD. Assim, deve-se avaliar uma possível diferenciação tarifária na parcela de uso relacionada a probabilidade de expansão das redes.

134. Tal método deve ser simétrico, e avaliar as probabilidades de expansão de redes nos momentos em que os consumidores com MMGD estão injetando no sistema.

135. O mesmo raciocínio se aplica para o sistema de transmissão e para as perdas técnicas, que também devem refletir os momentos de injeção e consumo.

136. Em relação ao custo da energia, as regras normais do SCEE, que já contemplam a possibilidade de alocação de excedentes e de diferenciação de postos horários no momento da compensação, como ocorre nas unidades consumidoras do grupo A ou na modalidade tarifária branca do grupo B, poderiam ser aprimoradas para refletir a diferenciação das condições de atendimento do sistema.

137. A opção A – Diferenciação Tarifária – trazida nos parágrafos anteriores pode parecer de implementação mais complexa, mas entende-se que, por estar alinhada ao procedimento atual de definição da tarifa, impacta menos os atuais regramentos, métodos e procedimentos. O que, ao fim, considerando toda a cadeia de cálculo tarifário, torna-se mais harmônica de ser implementada. Repara-se que esta opção apresenta o mesmo método *bottom up* de construção tarifária.

138. Outro ponto interessante desta opção é seu constante aperfeiçoamento, uma vez que estaria sempre associada aos processos tarifários e alinhada com a Agenda de Modernização Tarifária.

139. A dificuldade desta opção é garantir a publicidade e entendimento dos custos e benefícios da MMGD, pois tais valores seriam resultados de um processo que atualmente já é complexo, e que com esta implementação se torna ainda mais detalhado.
140. Para contornar tal situação, a solução vislumbrada é a definição de relatórios dinâmicos e disponíveis no site da ANEEL na internet que, de forma didática, a partir das tarifas definidas nos processos tarifários, mensure os custos e benefícios da MMGD.

OPÇÃO B – forma agregada

141. Como se observa em diversos fóruns e discussões, a Opção A apresentada anteriormente não é a que vem sendo mais discutida. Nas Figuras 10 e 11 exibem-se gráficos apresentados no evento 1º Simpósio Setorial sobre Valoração de Custos e Benefícios da Micro e Minigeração Distribuída, realizado na Universidade de Uberlândia, em 3 de abril de 2025, que ilustra as discussões realizadas para o tratamento do comando da Lei nº 14.300, de 2022, em relação aos custos e benefícios da MMGD.

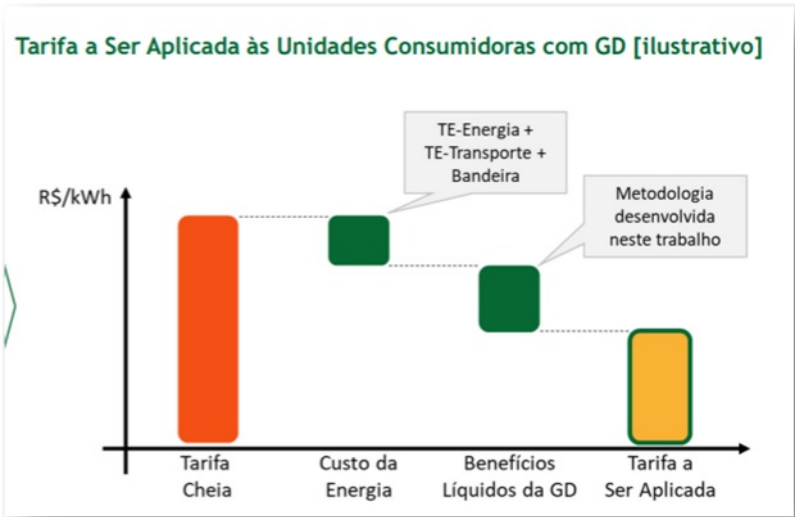


Figura 10: Metodologia de Alocação de benefícios da MMGD
Fonte: Absolar

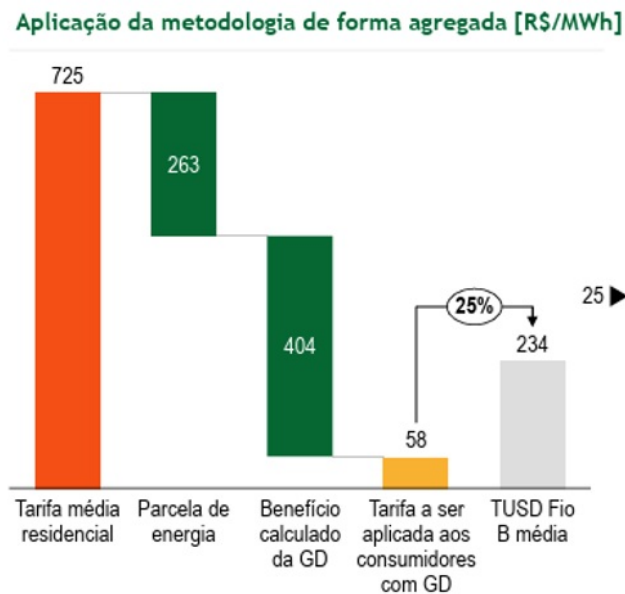


Figura 11: Metodologia valores de Alocação de benefícios da MMGD - Resultados
Fonte: Absolar

142. Tal proposta está alinhada com a forma como são considerados os descontos tarifários cobertos pela CDE. O usuário com direito a benefício tarifário não paga o valor total da fatura e a CDE arca com a parcela do desconto. Contudo, nesse caso não haveria custeio pela CDE, uma vez que não há previsão legal e não estaria se tratando de benefícios tarifários.

143. De modo reduzido, a proposta se divide em duas etapas:

- i. Valoração dos custos e benefícios da MMGD e definição de um valor monetário em reais;
- ii. Definição de uma tarifa resultante da diminuição dos custos de compra de energia e dos custos e benefícios da MMGD da tarifa do subgrupo/modalidade dos consumidores.

144. Neste momento não se pretende discutir a primeira etapa, pois entende-se que a etapa de definição da tarifa definirá restrições, adaptações, alterações nos modelos de valoração dos custos e benefícios em discussão. Assim, o foco desta Seção é discutir as dificuldades para que a aplicação da Opção B seja legalmente viável e tecnicamente harmônico com as demais condicionantes de definição das tarifas de energia elétrica, apresentando as consequências de tal encaminhamento.

145. Como abordado na Seção III.2.2, as atuais tarifas refletem os custos passados do setor elétrico. Dessa forma, os custos e benefícios da MMGD já estão contemplados na atual tarifa de energia elétrica. Logo, entende-se que não se deve utilizar a tarifa atual como base (tarifa cheia), pois estar-se-ia considerando em duplicidade os custos e benefícios da MMGD, o que é expressamente vetado na diretriz no inciso X do art. 1º da Resolução CNPE nº 2/2024:

X - garantir que não haja duplicidade na incorporação e valoração dos custos e dos benefícios, inclusive quanto aos custos e benefícios que já são contemplados no Sistema de Compensação de Energia Elétrica;

146. Como alternativa, para que se possa utilizar a tarifa atual como base, os custos e benefícios já incorporados na tarifa de energia elétrica não deveriam ser considerados. Logo, seria necessário estabelecer cenário contrafactual que considerasse um setor elétrico sem MMGD. Em outras palavras, prospectar o que seriam as perdas, a expansão de distribuição e transmissão, as contratações de energia etc. sem a existência da MMGD. Salvo melhor juízo, tal tarefa necessitaria de inúmeras premissas hipotéticas para que se alcançar algum resultado, provavelmente distorcido.

147. Reforça-se que a metodologia de valoração dos custos e benefícios deve considerar o passado (mesma base temporal do cálculo da tarifa) ou deve prever mecanismos de ajustes na tarifa baseadas em estimativas.

148. Outro ponto que deve ser aprofundado na Opção B é em relação aos encargos setoriais. Como já destacado, os comandos legais vigentes definem o universo de pagantes dos encargos, bem como determinam quais usuários são isentos do pagamento de tais encargos. Uma vez que não há comando explícito isentando os consumidores participantes do SCEE de forma geral do pagamento dos encargos setoriais devidos, a metodologia deve ser ajustada para atender tais comandos legais. Contudo, a metodologia apresentada na Figura 10, bem como outras apresentadas à ANEEL até o momento, parecem não seguir essa premissa, podendo levar a resultados distorcidos sobre os custos e benefícios da MMGD.

149. Ademais, um ponto que também deve ser avaliado é a repartição dos benefícios em componentes tarifárias, para atender ao princípio da causalidade de custos. Por exemplo, o entendimento de que benefícios de redução do custo de geração de energia elétrica tenham como resultado o não pagamento de custos de Parcela B se configura em alocação ineficiente dos custos regulatórios. No exemplo, o que justificaria o não pagamento dos custos de Parcela B em uma situação em que, por causa da MMGD, os custos totais de distribuição foram majorados?

150. A metodologia de valoração de custos e benefícios deve ser coerente com a forma com que a tarifa é construída, ou seja, deve ser um processo que seja absorvido e que possa ser explicado pela própria metodologia de cálculo tarifário. As metodologias de tarifa e de valoração de custos e benefícios precisam ser compatíveis, caso contrário, o resultado da interação entre ambas não possuirá coerência e, possivelmente, agravará distorções e subsídios entre os usuários. Em outras palavras, as análises precisam estar nas mesmas bases comparativas para que as conclusões sejam coerentes e imparciais.

151. O que se observou na Opção B é que ela é construída de forma *top-down*, o que gera distorções quando se aplica sobre a tarifa, que possui metodologia *bottom up*.

152. Logo, para garantir alocação eficiente dos custos que compõem a tarifa de energia elétrica, entende-se que a valoração dos custos e benefícios da MMGD deve respeitar a segregação em componentes tarifárias, e na etapa de definição da tarifa de MMGD, estes valores devem ser alocados respeitando as componentes tarifárias, de modo a não haver transferências de custos e benefícios entre os custos regulatórios de geração, transmissão, distribuição, perdas e encargos.

153. Um ponto adicional de discussão do entendimento anterior é se as tarifas para cada componente podem então ser negativas, ou devem, no máximo, ser nulas.

154. Da proposta esperada nos termos da Figura 10, restam algumas dúvidas, que se espera que sejam esclarecidas e aprimoradas na atual discussão:

- Como considerar o sinal locacional?
- Como seria a proposta para os consumidores do grupo A?
- Como garantir o equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora?

155. Sobre o último ponto, deve-se avaliar como garantir o equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora, conforme consta nos Contratos de Concessão e Permissão e no art. 9º da Lei 8.987, de 1995 e §8º do art. 3º da Lei 9.427, de 1996. Na proposta apresentada na Figura 10, utiliza-se a tarifa residencial como base para cálculo da tarifa específica da MMGD. Tal tarifa base também é a tarifa de equilíbrio da distribuidora. Ou seja, aplicada ao mercado de referência (que considera os consumidores participantes do SCEE), recupera os custos regulatórios da distribuidora definidos no processo tarifário em análise.

156. Ao se definir uma tarifa menor para os consumidores com MMGD, a distribuidora recuperaria uma receita menor, logo, não recuperaria os custos regulatórios suficientes. Isso porque a forma de valoração dos custos e benefícios da MMGD apresentada na Figura 10 é um cálculo externo à tarifa. Assim, atendendo ao comando legal do art. 35 da Lei 9.074, de 1995, uma vez que a CDE não arcaria com essa receita não recuperada, se faz necessário um recálculo da tarifa para absorver essa diferença de receita e que elevaria a tarifa, para que os custos regulatórios definidos no processo tarifário sejam recuperados.

157. Portanto, deve-se discutir a quem se imporia esse aumento de tarifa e de que forma seria tal repasse, definição de critérios, considerando todos os pontos discutidos anteriormente.

158. Por fim, em relação a Opção B, se faz necessário maior detalhamento em como implementá-la, considerando o fluxo operacional do processo tarifário. A metodologia para valoração dos custos e benefícios da MMGD e a definição da tarifa específica para unidades consumidoras do SCEE não pode se tornar um desafio operacional maior do que o atual processo tarifário.

159. Mesmo não havendo um comando legal expresso, a realidade se impõe, motivo pelo qual a proposta de consideração dos custos e benefícios da MMGD deve ser uma metodologia que observe o fluxo do processo tarifário de distribuição e ser de tal forma viável, de modo a ser aplicada nos 103 processos tarifários de distribuição.

160. Entende-se que uma metodologia complexa e não harmoniosa com o processo tarifário da distribuição só teria um resultado: impossibilidade de aplicação e, por consequência, não consideração dos custos e benefícios da MMGD. Por esta razão que se entende que o primeiro passo na regulamentação do artigo 17 da lei 14.300/2022 é avaliar como os resultados da consideração dos custos e benefícios da MMGD serão aplicados nos processos tarifários de distribuição, de modo que sejam construídas metodologias harmoniosas e aplicáveis.

III.3 Perguntas para a TS

161. Diante do exposto nas seções anteriores, foram elaboradas perguntas-guia, sobre as quais deseja-se conhecer a opinião da sociedade, por meio da Tomada de Subsídios:

i. Quais experiências internacionais de transição de modelos tratadas no estudo da GME Global (Califórnia, Nova York e Austrália) podem ser mais bem adaptadas ao contexto brasileiro e como?

ii. Existem outras experiências internacionais de interesse para o caso brasileiro? Caso sim, justificar, apresentar resumo e referências.

iii. A adoção de medição de dados granulares em unidades consumidoras pode viabilizar tarifas dinâmicas e integração eficiente da MMGD? Caso concorde, deveria ser acelerada a implantação de medição com funcionalidade de medição de mais postos tarifários e de demanda em unidades consumidoras do Grupo B participantes do SCEE?

iv. Como garantir a transparência, reprodutibilidade e objetividade na metodologia de avaliação dos custos e benefícios da MMGD?

v. Como considerar a sinalização horária e locacional na aplicação dos custos e benefícios da MMGD?

vi. Como garantir ciclos de revisão periódica das metodologias de valoração de custos e benefícios da MMGD, incorporando avanços tecnológicos, mudanças de mercado e contribuições das partes interessadas?

vii. Existem outras opções além das duas citadas na seção III.2.3? Caso sim, justificar, apresentar resumo e referências.

viii. Qual das opções é o melhor caminho? Apresentar justificativas.

- ix. Apresentar justificativas para o motivo de não utilizar a outra opção.
- x. Quais aprimoramentos podem ser realizados na Opção A (Diferenciação Tarifária)?
- xi. Quais aprimoramentos podem ser realizados na Opção B (Forma Agregada)?
- xii. Como assegurar o equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora por meio de uma solução de regulamentação não vinculada ao processo tarifário?
- xiii. Como escolher os acessantes impactados pelo aumento tarifário na Opção B?
- xiv. Como aplicar a Opção B aos consumidores do Grupo A?
- xv. Como melhor explicitar os Custos e Benefícios da MMSG a partir da Opção A?

III.4 Do formato e prazos da Tomada de Subsídios

162. Com base nas questões apresentadas, considerando o cronograma da atividade regulatória, entende-se como adequado estabelecer um prazo de 90 dias para realização de Tomada de Subsídios, contados da sua abertura.

163. A Tomada de Subsídios ocorrerá na modalidade intercâmbio documental por meio de formulário eletrônico, disponível no site da Tomada de Subsídios.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

164. Essa Nota Técnica está fundamentada nos seguintes dispositivos:

- Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022;
- Resolução CNPE nº 2, de 22 de abril de 2024.

V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

165. Pelo exposto, conclui-se pela necessidade de abertura de Tomada de Subsídios nos moldes apresentados nesta Nota Técnica, para obtenção de contribuições referentes a estudo sobre experiências internacionais em valoração de custos e benefícios de microgeração e minigeração distribuída e de alternativas para regulação do art. 17 da Lei nº 14.300/2022, considerando as diretrizes estabelecidas na Resolução CNPE nº 2/2024.

166. Por fim, recomendamos que a presente nota técnica e seus anexos sejam disponibilizadas.

ANA BEATRIZ MACEDO DOURADO
Estagiária de Redes de Distribuição e Serviços
Comerciais

(Assinado digitalmente)
LEONARDO MÁRIO CAVALCANTI GÓES
Analista Administrativo

(Assinado digitalmente)
CARLOS MARCEL FERREIRA DA SILVA
Coordenador Adjunto de Redes de Distribuição
e Serviços Comerciais

(Assinado digitalmente)
MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS
Coordenador de Redes de Distribuição e
Serviços Comerciais

(Assinado digitalmente)
RENATO EDUARDO FARIAS DE SOUSA
Coordenador de Qualidade na Prestação do
Serviço de Distribuição

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

(Assinado digitalmente)
DIEGO LUÍS BRANCHER
Coordenador de Regulação Tarifária

(Assinado digitalmente)
FLAVIA LIS PEDERNEIRAS
Gerente de Regulação Econômica

(Assinado digitalmente)
ROBSON KUHN YATSU
Gerente de Gestão Tarifária

(Assinado digitalmente)
LEONARDO MENDONÇA OLIVEIRA DE QUEIROZ
Superintendente Adjunto de Regulação dos
Serviços de Transmissão e Distribuição de
Energia Elétrica

(Assinado digitalmente)
DENIS PEREZ JANNUZZI
Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária e
Regulação Econômica

De acordo:

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

(Assinado digitalmente)
LEANDRO CAIXETA MOREIRA
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

[1] Como referência, ver documentos da Consulta Pública nº 51/2022-ANEEL, disponíveis em
<https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas>.

[2] Documento SICNet nº 48554.000600/2021-00

[3] Por meio do Processo 48500.034060/2025-88 a ANEEL discute a Modernização das Tarifas de Distribuição – Ciclo 1 – Tarifas Horárias, na qual se propõe a utilização de tarifas horárias para consumidores atendidos em Baixa Tensão com elevados consumos. Por meio do processo 48500.002339/2024-11, a ANEEL discute os sistemas de medição para a transição energética e modernização do segmento de distribuição no Brasil.



Documento assinado eletronicamente por **Diego Luis Brancher, Coordenador(a) de Regulação Tarifária**, em 02/12/2025, às 17:23, 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 **Denis Perez Jannuzzi, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica Substituto(a)**, em 02/12/2025, às 17:24, 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 **Flávia Lis Pederneiras, Gerente de Regulação Econômica**, em 02/12/2025, às 18:07, 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 **Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 02/12/2025, às 18:31, 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 Marcel Ferreira Da Silva, Coordenador(a) Adjunto(a) de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais**, em 02/12/2025, às 19:39, 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 **Marcos Venícius Leite Vasconcelos, Coordenador(a) de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais**, em 02/12/2025, às 19:52, 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 02/12/2025, às 20:00, 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 **Renato Eduardo Farias De Sousa, Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição**, em 02/12/2025, às 21:36, 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 **Leonardo Mendonça Oliveira De Queiroz, Superintendente Adjunto(a) de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**, em 03/12/2025, às 09:48, 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 **Leonardo Mário Cavalcanti Góes, Analista Administrativo**, em 03/12/2025, às 10:26, 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 **Carlos Alberto Calixto Mattar, Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**, em 03/12/2025, às 10:27, 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 **Robson Kuhn Yatsu, Gerente de Gestão Tarifária**, em 03/12/2025, às 11:25, 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 **0251334** e o código CRC **9178163A**.