



TÍTULO DO ESTUDO

RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 7/2026 - ANEEL

PROCESSO Nº 48500.010967/2026-32

SUMÁRIO EXECUTIVO

Qual é o problema que a ANEEL está avaliando?

A elevada expansão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), combinada à migração crescente de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), tem produzido, em alguns períodos de comercialização, situações em que a geração da MMGD supera o consumo do mercado cativo, resultando em consumo líquido negativo na apuração da carga das distribuidoras no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

No procedimento vigente, esse excesso de geração não é explicitamente contabilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): valores de carga negativa são substituídos por zero. Como consequência, o excesso de geração da MMGD é implicitamente apropriado pelos demais agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN), via redução das perdas da Rede Básica, gerando distorções no balanço energético dos agentes de distribuição diretamente afetados.

Além disso, a consideração ou não do excesso de geração da MMGD no abatimento do consumo total do agente de distribuição afeta outros parâmetros das Regras de Comercialização de Energia Elétrica (Regras de Comercialização) e dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), como: base de cálculo do consumo para rateio de encargos; modulação contratual; ajuste no nível de insuficiência de lastro; tratamento de exposições contratuais; direito de votos na CCEE; e glosa de perdas de energia.

O problema tende a se agravar, dado o crescimento da MMGD e a abertura do mercado para consumidores da baixa tensão.

Assim, este Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) busca avaliar alternativas para o adequado endereçamento da matéria.

Quais públicos são afetados?

O problema possui caráter sistêmico, afetando diversos segmentos e instituições:

- Distribuidoras de energia diretamente afetadas pelo excesso de geração da MMGD, além do seu mercado cativo (ACR);
- Consumidores do ACR atendidos pelas distribuidoras diretamente afetadas;
- Todos os agentes do SIN (geradores e consumidores) que têm sua geração ou consumo afetados pela alteração das perdas da Rede Básica;
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável pela operacionalização das Regras de Comercialização de Energia Elétrica (Regras de Comercialização);
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por avaliar as alternativas regulatórias para o endereçamento da matéria e pela aprovação dos normativos pertinentes.

Quais os objetivos a serem alcançados?

Os objetivos da proposta são:

- **Transparência e adequada atribuição:** explicitar, quantificar e atribuir o excesso de geração da MMGD ao perfil do agente de distribuição ao qual se encontra associado;
- **Correção das distorções:** corrigir os efeitos sobre o balanço energético e a apuração das perdas da Rede Básica;
- **Neutralidade e alocação abrangente:** alocar adequadamente os efeitos do excesso de geração da MMGD, evitando transferências implícitas entre agentes e ambientes de contratação;
- **Coerência normativa:** harmonizar o tratamento do excesso de geração da MMGD nas Regras de Comercialização, no PRORET e nos demais instrumentos regulatórios;
- **Robustez regulatória:** assegurar que a solução permaneça adequada diante do crescimento da MMGD e da migração de consumidores para o ACL; e
- **Viabilidade operacional:** adotar solução que possa ser implementada e monitorada de forma segura e consistente pela CCEE e pela ANEEL, com complexidade proporcional aos efeitos esperados.

Quais alternativas foram identificadas?

O documento apresenta as seguintes alternativas:

Alternativa 1 – Manutenção do status quo

Não considerar o excesso de geração da MMGD na contabilização, mantendo as regras e procedimentos vigentes.

- Não demanda alterações normativas ou sistêmicas;
- Mantém as distorções no balanço energético e nas perdas da Rede Básica;
- Preserva possíveis incompatibilidades com outros processos que consideram a totalidade da geração da MMGD;
- Amplia impactos com o crescimento da MMGD e da migração para o ACL;
- Obteve pontuação final de **1,16** na análise multicritério.

Alternativa 2 – Tratamento restrito ao Mercado de Curto Prazo (MCP)

Considerar o excesso de geração da MMGD apenas para:

- corrigir o fator de perdas da Rede Básica;
 - incluí-lo no balanço energético do perfil de distribuição;
 - liquidar o resultado correspondente no MCP, ao PLD; e
 - realizar os ajustes diretamente decorrentes no PRORET.
- A alternativa corrige as principais distorções energéticas, mas não considera o excesso de geração nos demais processos que utilizam a carga da distribuidora como referência, mantendo tratamento parcial e assimétrico. Obteve pontuação final de **3,58** na análise multicritério.

Alternativa 3 – Tratamento abrangente (solução proposta)

Incorporar os ajustes da Alternativa 2 e considerar o excesso de geração da MMGD nos demais processos materialmente afetados, incluindo:

- rateio das cotas do PROINFA e dos CCENs;
 - bases de rateio dos encargos;
 - carga remanescente e modulação contratual;
 - ajuste do nível de insuficiência de lastro;
 - tratamento das exposições contratuais;
 - Consumo Total Anual utilizado no MCSD de Energia Nova;
 - direito de votos e contribuição associativa na CCEE; e
 - parâmetros tarifários correspondentes do PRORET.
- A alternativa apresenta maior complexidade operacional, mas proporciona tratamento mais abrangente e coerente para os efeitos da geração da MMGD. Obteve pontuação final de **4,84** na análise multicritério e foi selecionada como solução regulatória.

Qual a solução proposta?

Alternativa 3: a solução consiste em atribuir o excesso de geração da MMGD ao agente de distribuição, reconhecendo-o como redução efetiva de sua carga. Essa abordagem dá transparência ao montante excedente, corrige o balanço energético, elimina a apropriação indevida do excedente por outros agentes e ajusta adequadamente bases de rateio, encargos e parâmetros regulatórios.

A PF/ANEEL concluiu que a abordagem é juridicamente admissível, desde que sejam preservados os direitos dos consumidores-geradores, assegurada a neutralidade da distribuidora e examinada individualmente a repercussão sobre cada encargo ou parâmetro regulatório, condições observadas na proposta apresentada.

O que muda nas normas vigentes?

Para que a mudança ocorra, será necessária a revisão de normas importantes:

- **Regras de Comercialização:**
 - Caderno de Regras 2 - Medição Contábil
 - Caderno de Regras 5 - Contratos
 - Caderno de Regras 6 - Balanço Energético
 - Caderno de Regras 8 - Tratamento das Exposições
 - Caderno de Regras 9 – Encargos
 - Caderno de Regras 10 – Consolidação dos Resultados
 - Caderno de Regras 13 - Penalidades de Energia
 - Caderno de Regras 18 - Contratação de Energia de Reserva
 - Caderno de Regras 19 - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits – MCSD
 - Caderno de Regras 20 - Votos e Contribuição Associativa

➤ PRORET:

- Submódulo 4.2 - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A";
- Submódulo 4.3 – Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo;
- Submódulo 5.3 – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa;
- Submódulo 6.7 – Centrais de Geração Angra 1 e 2; e
- Submódulo 6.8 – Bandeiras Tarifárias.

Quando as alterações entram em vigor?

Propõe-se que as novas regras entrem em vigor 60 dias após a publicação dos novos normativos.

Conteúdo[1 Problema regulatório e necessidade de intervenção](#)[1.1 A expansão da MMDG e seus efeitos na representação física e contábil do sistema de distribuição](#)[1.2 A inversão de fluxo contábil](#)[2 Atores ou grupos afetados](#)[3 Base legal e normativa e manifestação jurídica sobre o tema](#)[3.1 Manifestação da Procuradoria Federal junto à ANEEL](#)[4 Objetivos](#)[5 Experiência nacional e internacional](#)[6 Alternativas regulatórias](#)[6.1 Alternativa 1](#)[6.2 Alternativa 2](#)[6.3 Alternativa 3](#)[6.4 Análise comparativa das alternativas regulatórias](#)[7 Implementação, monitoramento e avaliação](#)[8 Alterações em regulamentos](#)[9 Vigência](#)**1 Problema regulatório e necessidade de intervenção**

1. Esta AIR é motivada por um conjunto de manifestações e encaminhamentos institucionais que evidenciaram a necessidade de reavaliar o tratamento do excesso de geração da MMDG no processo de contabilização da CCEE, condição em que a energia gerada por esses sistemas supera a carga do mercado cativo atendido pela mesma distribuidora.

2. Sobre o tema, o grupo Energisa apresentou requerimento administrativo^[1] em maio de 2025, cujo pedido de medida cautelar fora negado pela Diretoria da ANEEL na 31ª Reunião Pública Ordinária de 2025. Na sequência, a Consulta Pública nº 31/2025 reuniu contribuições de diversos grupos de distribuidoras e da ABRADDEE, todas apontando a necessidade de aprimoramento das Regras de Comercialização, versão 2026, para mitigar os impactos da não contabilização integral da geração da MMDG.

3. Vale ressaltar que essa condição já havia sido reportada em momento anterior por distribuidoras de menor porte, que acessam outros sistemas de distribuição, a exemplo da Empresa Luz e Força Santa Maria (Carta CD/0350/2023^[2]), a qual apontou preocupação com os montantes crescentes de geração da MMDG frente ao seu mercado de consumo em determinados horários do dia.

4. Diante da necessidade de aprofundamento no tema, optou-se por incorporá-lo à Agenda Regulatória 2026-2027^[3] – atividade AR26-13 – *Avaliação quanto à inversão de Fluxo da MMDG no âmbito da contabilização e liquidação da CCEE*, em alternativa a tratá-lo no bojo da Consulta Pública nº 31/2025. Subsídios adicionais foram apresentados pela CCEE, mediante a Carta CT-CCEE nº 399/2026^[4] e a Nota Técnica nº 2/2026, complementadas pela CT-CCEE nº 981/2026^[5] e Nota Técnica nº 17/2026/GRPC/GEREG/AGM, a pedido da ANEEL. Esses elementos, em conjunto, fundamentam a necessidade de análise estruturada das alternativas regulatórias para o endereçamento da matéria.

1.1 A expansão da MMDG e seus efeitos na representação física e contábil do sistema de distribuição

5. A expansão acelerada da MMDG, associada ao avanço da abertura do mercado e à consequente migração de consumidores para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), tem alterado de maneira estrutural o perfil de carga das distribuidoras de energia. Esse novo arranjo energético resulta em situações inéditas tanto do ponto de vista físico quanto contábil, exigindo que a Agência reavalie como os agentes de

distribuição devem ser modelados no processo de contabilização da CCEE e qual deve ser seu enquadramento como usuários do Sistema Interligado Nacional (SIN).

6. Do ponto de vista conceitual, é possível distinguir dois fenômenos distintos, conforme ilustrado na Figura 1:

- (i) a inversão de fluxo contábil, que ocorre quando a geração da MMGD supera o consumo do mercado cativo em determinados períodos de contabilização (horário), resultando em consumo total negativo na apuração da carga do ACR ($M1-M2 < 0$); e
- (ii) a inversão de fluxo física, caracterizada pela efetiva injeção de energia da rede de distribuição para a Rede Básica, quando a distribuidora se torna exportadora de energia em algum ponto i de conexão com o sistema de transmissão ($M1_i < 0$, sendo $M1 = \sum M1_i$).

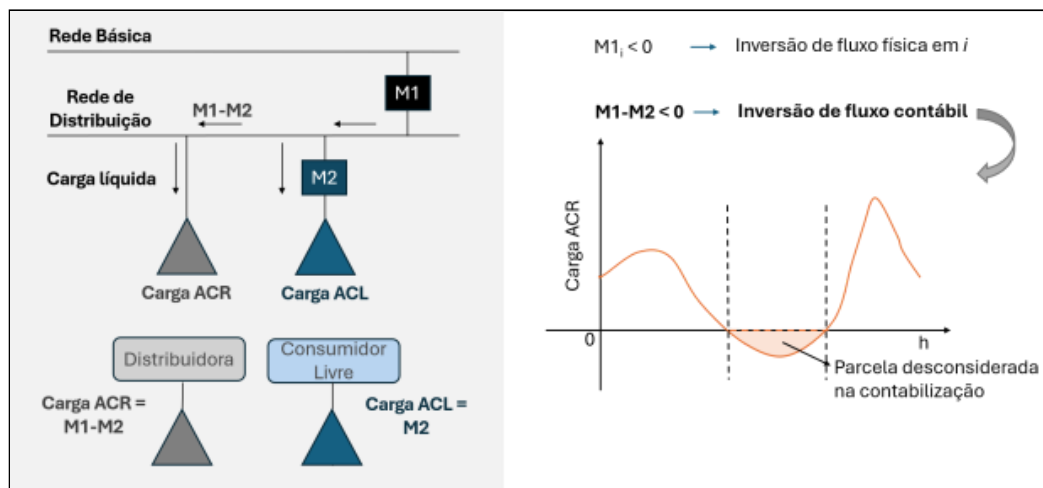


Figura 1 – Inversão de fluxo física e contábil

7. Os dois fenômenos podem se manifestar de forma independente — a inversão de fluxo física em um ou mais pontos de conexão com a Rede Básica não implica necessariamente em inversão de fluxo contábil do agente de distribuição, e vice-versa — ou podem ocorrer simultaneamente em um mesmo período de comercialização.

8. No arcabouço regulatório vigente, entretanto, os montantes de energia e demanda associados a ambos os fenômenos não são explicitados, de modo que não são considerados nem no processo de contabilização da distribuidora pela CCEE, nem na contratação do uso do sistema de transmissão pelas distribuidoras. Cabe registrar, quanto a este último aspecto, que há situações específicas em que geradores^[6] conectados em 138 kV arcam com parcela referente ao uso do sistema de transmissão para fins de exportação de energia, por meio da TUSDg. Trata-se, contudo, de condição pontual, que não altera o fato de que a inversão de fluxo da carga da distribuidora, seja física ou contábil, permanece em grande medida sem tratamento regulatório explícito, ao mesmo tempo em que sua ocorrência tem se intensificado em razão da elevada penetração de MMGD.

9. Um primeiro conjunto de questionamentos diz respeito aos próprios fenômenos observados. Considerando a lógica do mercado de energia, é desejável que a MMGD gere, em determinados horários, volumes superiores ao consumo do mercado regulado, dado que tais unidades consumidoras pertencem ao ACR? Ademais, sob a ótica das perdas elétricas e da vida útil dos ativos de distribuição, é eficiente permitir a inversão de fluxo física da distribuição para a transmissão? Embora o § 1º do art. 72 da REN nº 1.000/2021 tenha sido concebido para evitar a inversão de fluxo física causada pela MMGD no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, há situações dispensadas desse procedimento, que acabam contribuindo para a ampliação desse efeito.

10. Para além dos questionamentos conceituais, e da eventual necessidade de medidas mitigatórias para limitar a expansão desses fenômenos, importa reconhecer que eles já estão ocorrendo, e de forma crescente. Nesse contexto, torna-se necessário conferir transparência aos montantes envolvidos e avaliar, sob as perspectivas técnica e jurídica, a forma mais adequada de sua alocação entre os usuários do SIN.

11. Embora ambos os fenômenos (físico e contábil) tenham relevância regulatória e impactos potenciais sobre a contabilização do mercado e a alocação de custos entre os agentes do SIN, esta AIR se atém ao endereçamento dos efeitos da inversão de fluxo contábil, cuja solução se mostra urgente diante dos impactos já mapeados. Tal condição de natureza contábil decorre da forma como as Regras de Comercialização tratam a apuração da carga das distribuidoras, associada ao crescimento expressivo da MMGD e ao processo de migração dos consumidores ao ACL.

1.2 A inversão de fluxo contábil

12. Conforme ilustrado na Figura 1, no processo de contabilização, o consumo horário do agente de distribuição (Carga ACR) é obtido pela diferença entre o consumo medido na fronteira com a Rede Básica ($M1$, o qual representa a agregação dos pontos de medição $M1_i$) e o consumo dos consumidores livres e especiais atendidos pela distribuidora ($M2$). Quando a geração da MMGD atende parcela significativa da carga da área de atendimento da distribuidora, o valor de $M1$ se reduz, podendo se tornar inferior ao consumo do ACL. Isso significa que a energia gerada pela MMGD excede o consumo do mercado cativo naquele período de comercialização, suprimindo parte do mercado livre.

Nesses casos, a aplicação direta das Regras de Comercialização resulta em valores negativos para o consumo do ACR ($M1-M2 < 0$), os quais, entretanto, **são desconsiderados** no processo de contabilização, sendo substituídos por zero ($M1-M2 \Rightarrow 0$).

13. O procedimento descrito anteriormente parte da premissa de que os agentes de distribuição não podem apresentar geração líquida, uma vez que não são autorizados a desenvolverem atividade de geração, nos termos do § 5º, art. 4º da Lei 9074:

“Art. 4º (...)

§ 5º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN não poderão desenvolver atividades:

I - de geração de energia elétrica;”

14. Ocorre que a Resolução Normativa nº 482/2012, posteriormente sucedida pela Lei nº 14.300/2022, instituiu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), por meio do qual consumidores do ACR podem gerar sua própria energia mediante a instalação de empreendimentos de MMGD em suas unidades consumidoras. O SCEE opera em base mensal, acompanhando o ciclo de faturamento dos consumidores regulados: toda a energia excedente injetada na rede pode retornar ao consumidor beneficiário no mesmo ciclo de faturamento ou, se não integralmente utilizada no mesmo ciclo, pode ser compensada ao longo de até cinco anos, na forma de créditos de energia. Trata-se, portanto, de um mecanismo de compensação que reconhece a energia injetada pela MMGD como abatimento futuro do consumo faturável.

15. Assim, embora a distribuidora não seja legalmente autorizada a desenvolver atividade de geração, os consumidores cativos por ela representados no mercado de energia podem gerar energia para uso próprio, por meio do SCEE. Como o sistema de compensação opera em base mensal, a energia injetada ao longo do ciclo de faturamento é integralizada e processada no fechamento do ciclo. Contudo, em razão do perfil horário de geração da MMGD — concentrada no período diurno, dado que 99% dos empreendimentos são fotovoltaicos — a CCEE tem registrado carga negativa para as distribuidoras em determinados períodos de contabilização do mercado, o que significa que a exportação líquida de energia da MMGD supera o consumo do mercado cativo nesses intervalos, ainda que, no somatório mensal, o consumo cativo permaneça superior à geração da MMGD^[7].

16. Conforme aponta a CCEE na Nota Técnica nº 2/2026^[8], o descarte sistemático do excesso de geração da MMGD tem produzido distorções relevantes na contabilização do Mercado de Curto Prazo (MCP). Em 2025, o montante de MMGD não contabilizado teria alcançado média mensal de 109 MWm, chegando a 211 MWm em agosto daquele ano. Entre janeiro e junho de 2026 a média mensal alcançou 140 MWm, um aumento de 28% em relação ao ano anterior. O excesso de geração da MMGD, embora compensado financeiramente no âmbito do SCEE em prol dos consumidores beneficiários do mecanismo, deixa de ser considerado como recurso no balanço energético da distribuidora.

17. Os efeitos da desconsideração desse recurso de geração vão além dos resultados na contabilização do MCP e, a depender do endereçamento dado à matéria, podem motivar ajustes em diversos Cadernos das Regras de Comercialização e do PRORET. Como parte desses efeitos, observa-se a redução artificial das perdas da Rede Básica — que chegaram a assumir valores negativos em algumas horas de 2025 —, elevando a geração contábil de todas as usinas e reduzindo o consumo contábil de todos os consumidores, conforme ilustrado na Figura 2.

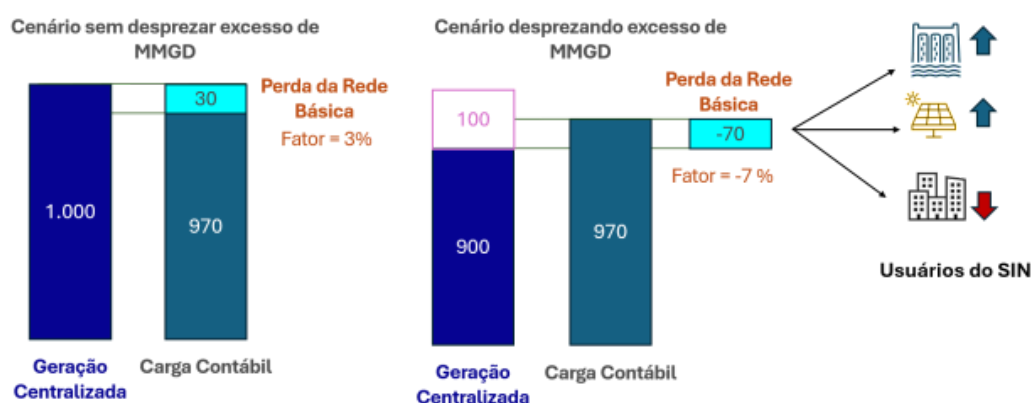


Figura 2 – Inversão de fluxo física e contábil

18. Por meio do fator de perdas da Rede Básica, o excesso de geração da MMGD, desprezado no processo de contabilização, é implicitamente apropriado pelo mercado como um todo — isto é, pelos demais consumidores e geradores do SIN —, afetando todos os parâmetros que dependem da geração e consumo contábeis: garantia física comercializável com direito a desconto na TUSD/TUST, geração passível de pagamento de receita variável, apuração de encargos e da base pagante etc.

19. Além disso, a consideração ou não do excesso de geração de MMGD no abatimento do consumo total do perfil do agente de distribuição (acrônimo TRC das Regras de Comercialização) altera diretamente a base de rateio de encargos como Encargo de Energia de Reserva (EER), PROINFA, risco hidrológico e Encargo de Segurança Energética. A definição desse tratamento também impacta o cálculo da energia requerida das distribuidoras, a modulação contratual, a apuração do nível de insuficiência de lastro e a determinação do direito de votos na CCEE.

20. Ressalta-se que a consideração do excesso de geração da MMGD em outros parâmetros que utilizam o TRC como variável de referência possui natureza predominantemente distributiva. Nesses casos, o tratamento regulatório adotado não altera o montante total de encargos,

receitas ou custos do setor, mas modifica a forma como esses valores são compartilhados entre os agentes.

21. Esse efeito é particularmente relevante nos mecanismos de rateio que utilizam o consumo como base de cálculo. Caso o excesso de geração da MMGD seja considerado como abatimento do consumo de referência da distribuidora para fins de definição da base pagante de encargos, a participação relativa dessa distribuidora no rateio é reduzida, com aumento proporcional da parcela atribuída aos demais agentes.

22. Nesse contexto, a definição regulatória envolve essencialmente uma escolha sobre o grau de propagação dos efeitos dessa energia nos diversos processos de contabilização. Uma abordagem mais restrita limita os efeitos à liquidação do excesso de geração e às variáveis diretamente relacionadas a esse fenômeno. Por outro lado, uma abordagem mais abrangente repercute em diferentes processos que utilizam a carga da distribuidora como variável de referência, com efeitos distributivos entre os agentes.

23. Registra-se que, embora esta AIR adote como exemplos situações envolvendo distribuidoras conectadas à Rede Básica, o mesmo racional e os encaminhamentos regulatórios propostos aplicam-se às distribuidoras conectadas às redes de outras distribuidoras e contabilizadas na CCEE.

2 Atores ou grupos afetados

24. O problema possui caráter sistêmico, afetando diversos agentes do SIN e instituições

- Distribuidoras de energia diretamente afetadas pelo excesso de geração da MMGD não contabilizado na CCEE.
- Consumidores do ACR atendidos pelas distribuidoras diretamente afetadas, os quais subsidiam o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e, em contrapartida, não têm se beneficiado dos efeitos decorrentes da contabilização do excesso de geração da MMGD no mercado de energia elétrica.
- Todos os agentes do SIN (geradores e consumidores) que têm sua geração ou consumo afetados pela alteração do fator das perdas da Rede Básica.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável pela operacionalização das Regras de Comercialização de Energia Elétrica (Regras de Comercialização).
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por avaliar as alternativas regulatórias para o endereçamento da matéria e pela aprovação dos normativos pertinentes.

3 Base legal e normativa e manifestação jurídica sobre o tema

25. Fundamentam este Relatório de Análise de Impacto Regulatório os seguintes dispositivos legais e infralegais:

- Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998;
- Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;
- Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022; e
- Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

3.1 Manifestação da Procuradoria Federal junto à ANEEL

26. Com o objetivo de esclarecer a viabilidade jurídica das alternativas regulatórias analisadas nesta AIR, a SGM encaminhou à Procuradoria Federal junto à ANEEL – PF/ANEEL o Memorando nº 108/2026-SGM/ANEEL, solicitando manifestação sobre: i) a possibilidade de considerar o excesso de geração da MMGD como fator de redução da carga da distribuidora para fins de encargos e outros parâmetros regulatórios; e ii) a possibilidade de liquidar esse excesso de geração no Mercado de Curto Prazo – MCP, ao PLD, por meio do perfil contábil da distribuidora, na condição de representante do seu mercado cativo.

27. Em resposta, a PF/ANEEL emitiu o Parecer nº 00186/2026/PFANEEL/PGF/AGU, aprovado pelo Despacho nº 00712/2026/PFANEEL/PGF/AGU. A manifestação concluiu que não há impedimento jurídico para que a ANEEL discipline o tratamento da inversão de fluxo contábil nos processos de contabilização e liquidação realizados pela CCEE. As competências conferidas à Agência pelas Leis nº 9.427, de 1996, e nº 10.848, de 2004, asseguram espaço regulatório para o tratamento de fenômenos contábeis não suficientemente contemplados pela modelagem vigente.

28. Quanto à natureza jurídica do excesso de geração, o Parecer ponderou que se trata de energia produzida pelas centrais de MMGD vinculadas aos consumidores-geradores, *cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema*, nos termos da Lei nº 14.300/2022. A distribuidora não se torna proprietária do ativo, agente gerador ou autoprodutor, mas exerce funções de medição, faturamento, compensação e representação operacional das unidades participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE em sua área de concessão. Assim, essa energia não deve ser caracterizada como geração própria da distribuidora, mas pode ser representada como componente negativa da carga líquida do mercado regulado, no âmbito do processo de contabilização e liquidação.

29. A PF/ANEEL distinguiu o excedente individual e os créditos de energia apurados no âmbito do SCEE do saldo energético agregado que resulta em carga negativa no perfil contábil da distribuidora. A solução regulatória não poderá extinguir, reduzir ou transferir os créditos dos consumidores-geradores, nem considerar satisfeita a obrigação de sua futura compensação. A contabilização do saldo agregado no MCP e a preservação dos direitos creditórios individuais deverão coexistir em planos distintos.

30. O Parecer concluiu, ainda, ser juridicamente possível liquidar o excesso de geração no MCP, ao PLD, por meio do perfil contábil da distribuidora, desde que a distribuidora atue exclusivamente como representante do mercado regulado e do SCEE, sem caracterização do exercício da atividade de geração. O resultado financeiro representa a energia que ingressou no sistema e não foi integralmente absorvida pelo mercado cativo no período considerado, e não a aquisição definitiva da energia gerada pelos consumidores-geradores.

31. Eventual resultado econômico decorrente dessa liquidação deverá observar o princípio da neutralidade da distribuidora e receber tratamento regulatório específico que assegure sua reversão em favor dos consumidores representados ou do equilíbrio tarifário. O desenho deverá evitar tanto que a distribuidora suporte a compensação futura dos créditos sem a correspondente cobertura tarifária quanto que receba receita no MCP e reconhecimento tarifário integral de custo associado à mesma energia.

32. No que se refere à abordagem mais abrangente (Alternativa 3), a PF/ANEEL reconheceu a existência de abertura legal e regulatória para considerar o excesso de geração da MMGD como fator redutor da carga líquida da distribuidora, inclusive em encargos e outros parâmetros regulatórios fundamentados no consumo. Esse tratamento não representa a criação de um benefício novo nem a equiparação da distribuidora a gerador ou autoprodutor, mas o reconhecimento, nas bases regulatórias, de um fluxo energético cuja existência já é admitida pela legislação.

33. A manifestação ressaltou, contudo, que o abatimento não deve ser aplicado automaticamente a todos os encargos e mecanismos. A compatibilidade deverá ser examinada individualmente, considerando a finalidade legal de cada componente, a base econômica que se pretende onerar e o risco de transferência indevida de custos entre categorias de usuários. A definição da extensão dos efeitos do excesso de geração da MMGD integra o espaço de discricionariedade técnica e regulatória da ANEEL, devendo ser adequadamente motivada e demonstrada.

34. Diante dos efeitos sistêmicos da abordagem abrangente, a PF/ANEEL recomendou que sua implementação seja sustentada por motivação técnica robusta, AIR e ampla participação social, mediante Consulta Pública. A instrução deverá contemplar, especialmente, a análise individualizada dos encargos e mecanismos afetados, os efeitos sobre lastro, contratação e contratos vigentes, a demonstração de que não haverá atribuição fictícia de garantia física à MMGD, a compatibilização entre as Regras de Comercialização e o PRORET, a prevenção de dupla contagem e a avaliação da necessidade de regras de transição.

35. O Despacho nº 00712/2026/PFANEEL/PGF/AGU, ao aprovar o Parecer, acrescentou que a valoração do excesso de geração da MMGD também se justifica pela necessidade de mitigar a assimetria entre o valor da energia injetada e o custo de sua posterior compensação no SCEE. A cessão da energia à rede a título de empréstimo gratuito não transfere sua titularidade à distribuidora, mas tampouco significa que essa energia seja destituída de valor econômico quando deixa de ser absorvida pelo mercado cativo e passa a ser aproveitada por outros agentes do SIN.

36. Segundo o Despacho, a valoração permite capturar, em favor da modicidade tarifária, o valor econômico do excedente que extrapola momentaneamente a carga do mercado cativo, enquanto o conjunto de consumidores da área de concessão permanece responsável pelos custos da futura compensação dos excedentes ou créditos de energia. O Despacho também esclareceu que esse tratamento não se confunde com a valoração temporal da energia do SCEE em postos tarifários distintos, pois o presente processo trata do excesso de geração agregado dos sistemas de MMGD não absorvido pelo mercado cativo e de seus efeitos no mercado atacadista.

37. Em síntese, a PF/ANEEL concluiu que a abordagem abrangente é juridicamente admissível, desde que o excesso de geração da MMGD seja tratado como componente da carga líquida representada pela distribuidora, e não como geração própria; sejam preservados os excedentes e créditos de energia dos consumidores-geradores; os resultados econômicos sejam revertidos em favor dos consumidores ou do equilíbrio tarifário; e cada repercussão sobre encargos e demais parâmetros regulatórios seja individualmente examinada, fundamentada e submetida à participação social.

4 Objetivos

38. A intervenção regulatória tem como objetivo central corrigir as distorções decorrentes da desconsideração do excedente de geração da MMGD na contabilização da carga das distribuidoras, assegurando transparência, neutralidade e adequada alocação dos efeitos entre os agentes do SIN.

39. De forma específica, busca-se:

1. **Conferir transparência ao excesso de geração da MMGD e alocá-lo adequadamente:** evidenciar, no processo de contabilização da CCEE, os montantes de geração excedente atualmente desconsiderados, assegurando sua correta alocação ao agente a quem efetivamente se vincula.
2. **Corrigir distorções no balanço energético e na apuração das perdas da Rede Básica:** restabelecer o equilíbrio entre geração e consumo no SIN, evitando que o excedente de MMGD seja indevidamente apropriado pelos demais agentes via fator de perdas na Rede Básica.

3. **Garantir neutralidade e alocação abrangente dos efeitos da MMGD, alocando-os ao agente ao qual estão economicamente associados:** assegurar o adequado endereçamento do excesso de geração da MMGD, evitando transferências implícitas entre agentes e ambientes de contratação e eventuais distorções no rateio dos custos do setor entre os usuários do SIN.
4. **Harmonizar o tratamento do excesso de geração da MMGD com o PRORET e demais instrumentos normativos:** adequar o cálculo da energia do mercado de curto prazo e da energia requerida regulatória para fins de sobrecontratação e glosa de perdas, garantindo coerência entre o processo de contabilização e o processo tarifário; compatibilizar o tratamento conferido à geração da MMGD nos diversos instrumentos regulatórios, incluindo a análise de sobrecontratação involuntária e o próprio mecanismo do SCEE.
5. **Reforçar a robustez do arcabouço regulatório frente ao crescimento da MMGD e à migração ao ACL:** assegurar que o modelo de representação do mercado cativo pelas distribuidoras, no âmbito da contabilização e liquidação da CCEE, permaneça funcional, coerente e neutro diante das tendências estruturais do setor.
6. **Assegurar a viabilidade operacional da solução regulatória,** mediante a adoção de tratamento que possa ser implementado, processado e monitorado de forma segura e consistente pela CCEE, com complexidade proporcional aos benefícios regulatórios esperados e mitigação dos riscos de sobreposição de efeitos, dupla contagem e inconsistências entre os processos afetados.

5 Experiência nacional e internacional

40. A identificação de experiências nacionais e internacionais constitui etapa relevante da Análise de Impacto Regulatório, especialmente quando permite reconhecer soluções já testadas, resultados observados e riscos associados às diferentes formas de intervenção. No caso em análise, contudo, a pesquisa de experiências comparáveis encontra limitações decorrentes da configuração específica do setor elétrico brasileiro e da interação simultânea entre diferentes instituições legais e normativas.

41. A inversão de fluxo contábil tratada nesta AIR não decorre exclusivamente do crescimento da geração distribuída, da existência de mecanismos de compensação de energia ou da abertura do mercado de energia elétrica. O fenômeno resulta da combinação particular dos seguintes elementos:

- a coexistência entre o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual a distribuidora representa contabilmente os consumidores cativos, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), composto por consumidores individualmente representados ou agregados no mercado de energia elétrica;
- a apuração da carga do mercado regulado da distribuidora por diferença entre a medição na fronteira de sua rede e o consumo dos agentes pertencentes ao mercado livre, sem medição horária individualizada de todos os consumidores cativos;
- a elevada penetração da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no mercado regulado, submetida ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica, a qual também não possui medição horária e cujo efeito se traduz em redução da carga contábil do ACR; e
- o processo progressivo de abertura do mercado, com migração crescente de consumidores do ambiente regulado para o ambiente livre, reduzindo a carga atribuída ao ACR;

42. Nesse arranjo, a carga contabilizada do mercado regulado não corresponde à agregação direta das medições individualizadas de todos os consumidores cativos. Ela é obtida residualmente, a partir da diferença entre a energia medida na fronteira da distribuição e o consumo atribuído ao mercado livre. Consequentemente, quando a geração da MMGD reduz a energia medida na fronteira a valor inferior ao consumo contabilizado dos consumidores livres atendidos pela rede da distribuidora, o resultado da diferença torna-se negativo, ainda que a distribuidora não exerça atividade de geração.

43. Embora diversos países tenham adotado mecanismos de incentivo à geração distribuída, modelos de *net metering* ou *feed-in*, ou mesmo enfrentando processos de abertura do mercado varejista, a análise isolada dessas experiências não permite reproduzir adequadamente o problema examinado nesta AIR.

44. Diante das particularidades do arranjo brasileiro e da ausência de experiência internacional suficientemente aderente à interação entre abertura do mercado, migração crescente de consumidores para o ACL, apuração residual da carga do ACR diante da ausência de medição horária dos seus consumidores e elevada penetração de MMGD vinculada ao SCEE, optou-se por não realizar, nesta AIR, uma análise comparativa de experiências internacionais. A avaliação das alternativas regulatórias será, portanto, fundamentada nas características do modelo nacional e nos efeitos identificados sobre a contabilização do mercado e a alocação de custos entre os agentes do SIN.

6 Alternativas regulatórias

45. Para endereçar a matéria, são avaliadas três alternativas regulatórias, descritas a seguir:

Alternativa 1 — Manutenção do procedimento vigente

Manter integralmente os procedimentos atualmente adotados, sem alterações nos normativos aplicáveis à contabilização do excesso de geração da MMGD. Nessa alternativa, eventuais montantes de carga negativa decorrentes da inversão de fluxo contábil permanecem sem tratamento regulatório específico, conservando-se os efeitos atualmente observados nos processos de contabilização, liquidação e regulação tarifária.

Alternativa 2 — Tratamento restrito do excesso de geração da MMGD

Reconhecer o excesso de geração da MMGD (alocado no acrônimo EGD no âmbito das Regras de Comercialização) apenas nos processos diretamente afetados pela ocorrência de carga negativa, mediante sua consideração: na apuração das perdas da Rede Básica; no balanço energético e na liquidação do Mercado de Curto Prazo (MCP); e nos procedimentos tarifários correlatos previstos no PRORET. Nessa alternativa, o EGD não é propagado para os demais mecanismos de contabilização, rateio de encargos, contratação regulada, lastro, exposições contratuais ou governança da CCEE.

Alternativa 3 — Tratamento abrangente do excesso de geração da MMGD

Reconhecer o excesso de geração da MMGD (EGD) como componente a ser considerado de forma abrangente nos diversos processos de contabilização e regulação associados à carga das distribuidoras. Além da apuração das perdas da Rede Básica, do balanço energético, da liquidação no MCP, o EGD é incorporado aos demais mecanismos que utilizam a carga da distribuidora como insumo de cálculo, incluindo o rateio de encargos setoriais, a modulação contratual, a carga remanescente, a apuração de insuficiência de lastro, o tratamento das exposições contratuais e a definição dos direitos de votos na CCEE. Além disso, procede-se às adequações decorrentes nos procedimentos tarifários correlatos, previstos no PRORET.

46. A seguir, apresentam-se as três alternativas em maior detalhamento, de modo a permitir a avaliação estruturada e a comparação qualitativa dos impactos associados a cada uma delas.

6.1 Alternativa 1**6.1.1 Descrição da alternativa**

47. A Alternativa 1 consiste na manutenção integral do arcabouço regulatório vigente, sem qualquer consideração do excesso de geração da MMGD no processo de contabilização da CCEE ou nos dispositivos correlatos do PRORET. Nessa hipótese, o excesso de geração continuaria sem tratamento explícito, permanecendo oculto no processo de contabilização e produzindo efeitos implícitos sobre todos os agentes do SIN, uma vez que seu montante não seria evidenciado, embora seus impactos se manifestem de forma difusa nos diversos parâmetros de mercado.

6.1.2 Avaliação da alternativa

48. Importa destacar que a tendência estrutural do setor — marcada pelo rápido crescimento da MMGD e pela migração de consumidores para o ACL — tende a agravar o cenário já observado em 2025. Ambos os movimentos atuam no sentido de reduzir progressivamente a carga do ACR, ampliando a frequência e a magnitude dos episódios de consumo negativo e, portanto, intensificando as distorções associadas à sua desconsideração.

49. A avaliação a seguir busca estimar, de forma simplificada, os efeitos de se manter o status quo, considerando exclusivamente o crescimento da MMGD e a migração de consumidores para o ACL, à luz dos impactos já mapeados pela CCEE na Carta CT-CCEE nº 399/2026, complementados na Nota Técnica nº 17/2026/GRPC/GEREG/AGM. Segundo informações da Câmara, em 2025 o montante de MMGD não contabilizado alcançou média mensal de 109 MWm, refletindo a magnitude do excesso de geração atualmente desconsiderado no processo de contabilização. Entre janeiro e junho de 2026, a média mensal alcançou 140 MWm, um aumento de 28%. Ao valorar tais montantes não contabilizados ao PLD médio mensal, tem-se um impacto financeiro de cerca de R\$ 395 milhões entre outubro de 2024 e junho de 2026. A tabela a seguir apresenta os impactos mensais apurados pela CCEE no mencionado período:

Tabela 1 – Excesso de geração da MMGD não contabilizado e estimativas dos montantes financeiros

Mês/Ano	Estimativa do montante não contabilizado de MMGD (MW médios)	Montante do impacto financeiro da MMGD (R\$ milhões)
out/24	21,16	7,53
nov/24	22,03	1,64
dez/24	28,21	1,36

Mês/Ano	Estimativa do montante não contabilizado de MMGD (MW médios)	Montante do impacto financeiro da MMGD (R\$ milhões)
jan/25	23,87	1,05
fev/25	22,86	1,35
mar/25	35,64	7,60
abr/25	55,10	7,69
mai/25	104,27	16,26
jun/25	103,21	17,43
jul/25	181,37	28,31
ago/25	210,69	44,82
set/25	154,03	28,71
out/25	146,33	27,03
nov/25	163,51	32,73
dez/25	108,53	21,47
jan/26	139,76	25,70
fev/26	99,64	25,67
mar/26	124,52	27,79
abr/26	138,34	20,55
mai/26	169,05	27,20
jun/26	168,03	22,71
Período	98,14*	394,59

50. Embora algumas distribuidoras — notadamente Energisa MT, Energisa MS, Energisa Sul-Sudeste e RGE Sul — concentrem os maiores volumes de geração de MMGD não contabilizada, o fenômeno é disseminado no sistema elétrico. Ao longo de 2025, 56 distribuidoras registraram, em algum momento, impacto em seu consumo contábil decorrente dessa desconsideração.

51. Entre janeiro de junho de 2026, a potência instalada de MMGD cresceu, em média, 696 MW por mês em todo o país. Mantida essa taxa, o acréscimo anual de potência instalada de MMGD seria de 8,36 GW, equivalente a um aumento de 15,6 % em relação à potência instalada ao final de junho de 2026 (53,71 GW). Assim, de forma estritamente ilustrativa e desconsiderando outras variáveis relevantes, apenas o crescimento da MMGD nos próximos 12 meses implicaria um aumento proporcional de 15,6% no excesso de geração não contabilizado — o que corresponde a um acréscimo aproximado de 21,8 MWm sobre a média observada até junho de 2026.

52. Associado à expansão da MMGD tem-se o próprio processo de abertura do mercado, que em novembro de 2027 alcançará os consumidores comerciais e industriais da baixa tensão e em novembro de 2028 os consumidores das demais classes. A saída de consumidores do mercado cativo resulta em redução do consumo associado ao perfil da distribuidora. Esse movimento contribui diretamente para o aumento da frequência e da magnitude dos episódios de consumo negativo observado na contabilização.

53. A desconsideração do excesso de geração da MMGD como recurso de energia associado ao agente de distribuição produz, como principal distorção, a sua contabilização em favor dos demais agentes do SIN, via fator de perdas da Rede Básica. Conforme pontuado pela CCEE, isso resulta em impactos como:

- alteração do consumo líquido de autoprodutores (aumento dos encargos pela redução da base pagante);
 - elevação contábil da geração de termelétricas (aumento do pagamento de receita variável dos contratos regulados e de encargos por despacho fora da ordem de mérito);
 - elevação da garantia física comercializável com direito a desconto na TUSD/TUST (conforme dado da CCEE, em algumas horas ao longo de 2025, houve um acréscimo de 1,12% de garantia física incentivada, que repercute em maior transação subsidiada pela CDE).
- Diante dos impactos já observados em 2025 e das tendências estruturais do setor elétrico para os próximos anos, verifica-se que a manutenção do status quo perpetua e intensifica distorções relevantes na contabilização e na alocação de custos entre os agentes do SIN.

54. Além desses efeitos, vale ressaltar o efeito distributivo dos encargos ao não se considerar o excesso de geração da MMGD no abatimento do consumo de referência da distribuidora. Com base nos dados apurados pela CCEE, caso essa energia fosse considerada como abatimento da carga mensal utilizada para o rateio de encargos energéticos (ESS energético e Encargo de Energia de Reserva) haveria redução média de 0,16% da base de consumo pagante entre outubro de 2024 e junho de 2026. Nessa hipótese, aproximadamente R\$ 31,3 milhões deixariam de ser alocados às distribuidoras afetadas e seriam redistribuídos aos demais agentes participantes da base pagante, correspondendo a um

acréscimo médio de R\$ 0,03/MWh. Considerando apenas os doze meses mais recentes da simulação, o efeito alcança redução de aproximadamente 0,24% da base pagante e aumento próximo de R\$ 0,05/MWh para os demais agentes, refletindo o rápido crescimento da MMGD e a ocorrência de inversão de fluxo contábil, com suas repercussões no rateio dos encargos.

55. A tabela a seguir evidencia a evolução desse fenômeno.

Tabela 2 – Efeito distributivo dos encargos energéticos

Mês/Ano	Redução da base de consumo pagante de encargos (%)	Aumento de encargos percebido para os demais agentes (R\$)	Aumento de encargos percebido para os demais agentes (R\$/MWh)
out/24	0,03%	R\$ 181.709,61	0,00
nov/24	0,03%	R\$ 45.698,56	0,00
dez/24	0,04%	R\$ 547.469,61	0,01
jan/25	0,03%	R\$ 108.226,17	0,00
fev/25	0,03%	R\$ 409.335,06	0,01
mar/25	0,05%	R\$ 643.305,05	0,01
abr/25	0,08%	R\$ 933.939,69	0,02
mai/25	0,17%	R\$ 2.079.259,02	0,04
jun/25	0,17%	R\$ 1.838.264,32	0,04
jul/25	0,29%	R\$ 2.642.806,92	0,06
ago/25	0,34%	R\$ 3.187.937,62	0,07
set/25	0,25%	R\$ 1.604.246,49	0,04
out/25	0,23%	R\$ 1.691.250,19	0,04
nov/25	0,26%	R\$ 1.933.188,48	0,04
dez/25	0,17%	R\$ 1.524.530,90	0,03
jan/26	0,21%	R\$ 1.998.239,31	0,04
fev/26	0,14%	R\$ 1.271.107,20	0,03
mar/26	0,18%	R\$ 1.482.720,69	0,03
abr/26	0,21%	R\$ 1.814.923,95	0,04
mai/26	0,26%	R\$ 3.236.344,09	0,07
jun/26	0,27%	R\$ 2.090.005,32	0,05
TOTAL	0,16%	R\$ 31.264.508,25	0,03

6.2 Alternativa 2

6.2.1 Descrição da Alternativa

56. A segunda alternativa avaliada consiste em:

- apurar o excesso de geração da MMGD, que supera a carga o mercado cativo no período de comercialização;
- corrigir o fator de perdas da Rede Básica, considerando o excesso de geração da MMGD, que passa a ser contabilizado;
- contabilizar para os agentes de distribuição o excesso de geração de MMGD apenas para efeito financeiro do resultado do balanço energético do MCP;
- ajustar demais dispositivos do PRORET: cálculo da energia requerida regulatória e da glosa de perda de energia; e cálculo da energia do mercado de curto prazo mensal.

57. Nesta alternativa, propõe-se contabilizar o excesso de geração da MMGD para o agente distribuidor, liquidando-o a PLD no MCP e, adicionalmente, contabilizar esse montante como incremento à geração total da Rede Básica para o cálculo das perdas da Rede Básica. De modo a manter a coerência com o processo tarifário, ajusta-se também, no âmbito do PRORET, o cálculo da energia requerida regulatória e da glosa de perda de energia, e o cálculo da energia do mercado de curto prazo mensal.

58. Na sequência, são apresentados os ajustes necessários nos normativos relacionados.

6.2.1.1 Apuração do Efeito Total da Geração Distribuída

59. Conforme proposta de alteração das Regras de Comercialização apresentadas na Nota Técnica nº 17/2026/GRPC/GEREG/AGM, a CCEE distingue duas origens do excesso de geração da MMGD. A primeira, denominada EGD₁, decorre dos dados de medição direta dos pontos

associados aos agentes de distribuição. Para sua determinação, apura-se inicialmente o Efeito Bruto da Geração Distribuída – EBGD, correspondente à diferença positiva entre o canal de medição de geração e o canal de medição de consumo dos respectivos pontos. O EBGD é incorporado à geração total da Rede Básica e à geração participante do rateio de perdas. Após o cálculo das perdas associadas ao EBGD, determina-se o EGD₁ no centro de gravidade, subtraindo-se as perdas apuradas.

60. A segunda parcela, denominada EGD₂, decorre da representação varejista simplificada. Como o consumo atribuído aos perfis varejistas pode ser informado de maneira agregada, sem carga física correspondente modelada na CCEE, o consumo agregado desses perfis pode superar o consumo reconciliado das cargas pertencentes ao perfil da distribuidora. Nessa situação, o consumo total da distribuidora permanece limitado a zero e a diferença positiva é registrada como EGD₂.

61. O Efeito Total da Geração Distribuída – EGD (variável que representa o excesso de geração da MMGD) corresponde à agregação das parcelas EGD₁ e EGD₂ atribuídas ao agente de distribuição. Essa estrutura permite reconhecer separadamente o efeito identificado por medição direta e aquele decorrente da representação varejista simplificada, preservando a rastreabilidade das origens do montante contabilizado.

62. As alterações e inserções anteriormente mencionadas constam do Caderno de Regras 2 - Medição Contábil, das Regras de Comercialização.

6.2.1.2 Correção do fator de perdas da Rede Básica

63. Conforme mencionado anteriormente, o ajuste no fator de perdas da Rede Básica é realizado considerando-se, para cada período de comercialização, o efeito bruto do excesso de geração da MMGD, EBGD, de todos os agentes de distribuição na contabilização da geração total da Rede Básica (item 1.1 do Caderno de Regras 2 - Medição Contábil). Com esse procedimento, ajusta-se o equilíbrio entre geração e consumo na apuração das perdas.

64. Além disso, a somatória do EBGD contabilizado para todos os agentes de distribuição é adicionada à geração total participante do rateio de perdas (item 2.1).

6.2.1.3 Balanço energético e liquidação no MCP

65. O balanço energético constitui a etapa central do processo de contabilização realizado pela CCEE. Nesse processo, são apuradas, para cada perfil de agente, submercado e período de comercialização, as diferenças entre a energia verificada e a posição contratual líquida. As diferenças positivas ou negativas resultantes correspondem às quantidades negociadas no Mercado de Curto Prazo – MCP e são valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

66. O Efeito Total da Geração Distribuída – EGD, previamente apurado no Caderno 2 – Medição Contábil, passa a ser considerado no cálculo do balanço energético do perfil do agente de distribuição, constante do Caderno 6 – Balanço Energético. Para tanto, o EGD é deduzido do Consumo Total – TRC utilizado na determinação da energia verificada, sendo as variáveis apuradas por perfil de agente, submercado e período de comercialização.

67. Embora a regra operacionalize o tratamento mediante a dedução do EGD do consumo, o efeito sobre o balanço energético equivale à incorporação desse montante como geração na posição energética da distribuidora. Com isso, a energia associada à MMGD que, no procedimento vigente, não é reconhecida no balanço energético, deixa de ser desconsiderada e passa a afetar o resultado do agente no MCP.

68. Esse tratamento não caracteriza o exercício da atividade de geração pela distribuidora. O EGD não representa energia produzida por ativo de geração de titularidade da concessionária (ou permissionária), mas o efeito contábil agregado da MMGD associado ao mercado por ela representado, apurado de acordo com os critérios estabelecidos no Caderno 2 – Medição Contábil. Sua inclusão no balanço energético tem por finalidade atribuir esse recurso ao perfil do agente de distribuição, evitando que a energia seja desconsiderada na apuração de sua posição no MCP.

6.2.1.4 Ajustes no PRORET

69. As alterações do PRORET, por sua vez, objetivam considerar o excesso de geração da MMGD no abatimento do consumo total do perfil do agente de distribuição para ajuste dos seguintes parâmetros: energia requerida regulatória mensal para fins de glosa de perdas e definição do limite de sobrecontratação; glosa de perda de energia; energia do mercado de curto prazo mensal e MVE, dada pela diferença entre o total de energia dos contratos no mês e consumo total da distribuidora. Tais alterações são realizadas nos Submódulos 4.2 e 4.3 do PRORET.

6.2.2 Avaliação da Alternativa

70. Com a adoção da Alternativa 2, o efeito da MMGD até o limite em que o consumo total do agente de distribuição se iguala a zero (Carga ACR = 0) permanece sendo computado no balanço energético da distribuidora e no cálculo das perdas da Rede Básica para períodos de contabilização em que Carga ACR < 0, conforme representado de forma ilustrativa na Figura 2.

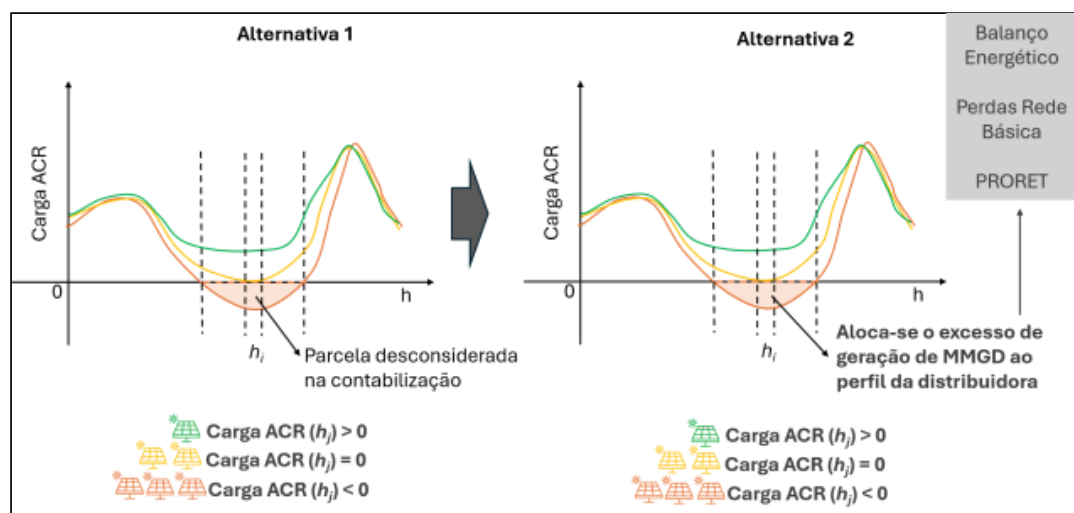


Figura 3 – Comparação entre as alternativas 1 e 2 (as cores verde, laranja e vermelha representam, nessa ordem, a penetração crescente de MMGD)

71. Embora a Alternativa 2 corrija as principais distorções associadas à contabilização do excesso de geração da MMGD, ao reconhecer esse montante como recurso no balanço energético das distribuidoras e na apuração das perdas da Rede Básica, seus efeitos permanecem restritos a esses processos e aos correspondentes ajustes tarifários. Nessa abordagem, o excesso de geração da MMGD passa a ser adequadamente reconhecido como energia pertencente ao mercado cativo da distribuidora, eliminando as distorções observadas na contabilização do MCP e evitando os efeitos decorrentes da redução artificial das perdas da Rede Básica.

72. Entretanto, a alternativa não incorpora o EGD aos demais parâmetros das Regras de Comercialização que utilizam a carga da distribuidora como variável de referência. Com isso, embora o excesso de geração da MMGD passe a ser reconhecido como recurso para fins de balanço energético, sua consideração permanece ausente em outros mecanismos cuja formulação também passou a ser impactada pelo mesmo fenômeno.

73. Com essa medida, a Alternativa 2 não considera a totalidade da geração da MMGD como componente que altera os efeitos distributivos associados aos mecanismos de rateio que utilizam o consumo como base de cálculo. Em particular, enquanto a geração da MMGD está contida contabilmente no mercado cativo, ela reduz o consumo de referência utilizado como base de rateio de encargos e cotas do PROINFA e CCEN, mas a partir do momento em que essa geração supera o mercado cativo em determinados períodos de comercialização, o excesso de geração deixa de ser contabilizado como redutor desse consumo de referência. Assim, os efeitos distributivos decorrentes da expansão da MMGD continuam a ser tratados de forma parcial, sem refletir integralmente a posição energética do mercado atendido pelas distribuidoras.

74. No que se refere ao rateio de encargos e cotas, a consideração da geração da MMGD como recurso redutor do consumo de referência do perfil de distribuição reduz a parcela desses itens atribuída à respectiva distribuidora. Definido o montante a ela alocado, sua recuperação ocorre por meio do processo tarifário, que prevê a cobertura desses custos. Paralelamente, no âmbito do SCEE, a energia injetada pelo consumidor-gerador pode ser utilizada para compensar o consumo no próprio ciclo de faturamento ou convertida em créditos utilizáveis em ciclos subsequentes, observados os regimes de transição previstos na Lei nº 14.300, de 2022. Essa compensação alcança componentes tarifárias destinadas à cobertura de encargos setoriais.

75. Assim, no âmbito do SCEE, o consumidor com MMGD reduz o pagamento das componentes tarifárias alcançadas pelo regime de compensação considerando a energia injetada na rede e os créditos acumulados – ou seja, toda a energia gerada por esses sistemas é passível de ser utilizada para fins de abatimento dos encargos tarifários. Os efeitos econômicos das componentes não recuperadas do consumidor-gerador são posteriormente redistribuídos aos demais usuários do sistema conforme o tratamento tarifário aplicável a cada categoria de MMGD: no mercado da própria distribuidora onde a MMGD se encontra (GD I) ou, nos casos legalmente previstos (GD II e GD III), mediante cobertura pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Trata-se de processo tarifário que ocorre em plano distinto da contabilização do excesso agregado de MMGD no mercado atacadista.

76. Nesse contexto, a não consideração do excesso de geração da MMGD no consumo de referência da distribuidora produz dois tratamentos distintos para a mesma energia: mantém, para fins de rateio setorial, a parcela de encargos atribuída ao mercado cativo da distribuidora, sem o abatimento correspondente ao excesso de geração; e, simultaneamente, preserva ao consumidor-gerador, no processo autônomo do SCEE, o direito de utilizar toda a energia injetada para compensação desses custos, inclusive em ciclos posteriores. Como ressaltado pela PF/ANEEL, os excedentes de energia e créditos individuais do SCEE e a contabilização do saldo energético agregado da MMGD operam em planos distintos; ainda assim, a desconsideração desse excesso de geração apenas na base de rateio resulta em tratamento assimétrico dos efeitos da MMGD, o que reduz a coerência regulatória da Alternativa 2.

77. Assim, entende-se que a Alternativa 2 representa uma solução intermediária, capaz de corrigir os principais problemas identificados, mas sem endereçar de forma abrangente os impactos decorrentes do reconhecimento do excesso de geração da MMGD nos demais parâmetros das Regras de Comercialização.

6.3 Alternativa 3

6.3.1 Descrição da alternativa

78. Na Alternativa 3, propõe-se:

- i. apurar o excesso de geração da MMGD, que supera a carga o mercado cativo no período de comercialização
- ii. corrigir o fator de perdas da Rede Básica, considerando a geração de MMGD, que passa a ser contabilizada;
- iii. contabilizar para os agentes de distribuição o excesso de geração de MMGD para efeito financeiro do resultado do balanço energético do MCP;
- iv. abater o excesso de geração de MMGD do consumo de referência do agente de distribuição para definição de cotas do PROINFA e dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear – CCEN;
- v. abater o excesso de geração de MMGD do consumo de referência do agente de distribuição para definição da base de rateio de pagamento dos Encargos de Serviços do Sistema – ESS, Encargos de Segurança Energética, repasse do risco hidrológico do ACR e Encargo de Energia de Reserva – EER;
- vi. considerar o excesso de geração de MMGD no cálculo da carga remanescente do perfil de agente de distribuição e no Fator de Modulação vinculada à carga dos contratos cujo agente comprador pertence à categoria de distribuição;
- vii. ajustar o nível de insuficiência de lastro do agente de distribuição, adicionando-se o excesso de geração de MMGD apurado no ano anterior como recurso do agente;
- viii. abater o excesso de geração de MMGD do consumo total do agente de distribuição para ajustar o consumo atendido por CCEAR, CCGF e CCEN, utilizado no processo de cálculo de exposições desses contratos;
- ix. contabilizar o excesso de geração de MMGD como recurso para fins de determinação do direito de votos do agente de distribuição na CCEE, bem como para o cálculo da parcela adicional da contribuição associativa;
- x. ajustar demais dispositivos do PRORET: cálculo da energia requerida regulatória e da glosa de perda de energia; cálculo da energia do mercado de curto prazo mensal e MVE; definição do rateio mensal do PROINFA e Angra; e fator de rateio para repasse do prêmio de risco hidrológico.

79. A Alternativa 3 abarca o endereçamento da Alternativa 2 (itens *i. a iii.*) e, adicionalmente, considera o excesso de geração da MMGD como geração associada ao perfil do agente de distribuição, de modo a abater o seu consumo total ou a contabilizar como recurso. Com esse procedimento, os efeitos da MMGD percebidos até o limite em que o consumo total do agente de distribuição se iguala a zero (Carga ACR = 0) permanecem sendo computados para os períodos de contabilização em que Carga ACR < 0, por meio da redução do consumo total da distribuidora (TRC).

80. Os efeitos práticos do abatimento do excesso de geração da MMGD (EGD) do consumo total da distribuidora (TRC) manifestam-se principalmente nos parâmetros apurados em bases mensal ou anual, nos quais montantes negativos da Carga ACR observados em determinados períodos de comercialização podem ser compensados por montantes positivos verificados em outros períodos. Em contrapartida, para os parâmetros calculados em cada período de comercialização (horário) e sujeitos a limite inferior igual a zero, o abatimento do TRC pelo EGD tende a não produzir efeitos práticos, uma vez que eventuais reduções adicionais não alteram o resultado apurado. Ainda assim, por uma questão de consistência metodológica e coerência na formulação das Regras de Comercialização, propõe-se adequar o equacionamento desses parâmetros de modo a incorporar expressamente o EGD em sua definição.

6.3.1.1 PROINFA^[9] e CCEN^[10]

81. No âmbito do PROINFA, as cotas de energia são atribuídas aos agentes consumidores e autoprodutores de forma proporcional ao respectivo consumo de referência, em base mensal. Para conferir previsibilidade aos agentes, as Regras de Comercialização também preveem o cálculo de um percentual preliminar de cobertura do consumo pelas cotas, com base em dados prévios de medição, sujeito a ajustes na contabilização definitiva.

82. O ajuste proposto inclui o abatimento do Efeito Total da Geração Distribuída – EGD do consumo total (TRC) dos perfis associados aos agentes de distribuição em duas etapas desse processo. No Módulo 2 – Medição Contábil, o EGD é deduzido do consumo considerado na apuração do Percentual Preliminar de Cobertura do Consumo Atendido pelas Cotas do PROINFA. No Módulo 5 – Contratos, o mesmo tratamento é aplicado na determinação do Consumo de Referência para Rateio das Cotas do PROINFA. Com isso, a base utilizada para atribuição das cotas passa a refletir o consumo mensal líquido do excesso de geração da MMGD reconhecido na contabilização da distribuidora, evitando que a energia associada ao EGD seja simultaneamente considerada como recurso e como consumo sujeito ao rateio.

83. Tratamento equivalente deverá ser incorporado à apuração dos Contratos de Cotas de Energia Nuclear – CCEN, tanto no cálculo preliminar quanto na definição do consumo de referência para o rateio das cotas. Essa adequação, contudo, não integra as alterações ora apresentadas, pois depende da aprovação e da consolidação das Regras de Comercialização relativas ao novo regime de rateio da energia de Angra 1 e 2, objeto da Consulta Pública nº 37/2025.

84. Após essa consolidação, deverá ser avaliada pela ANEEL a compatibilidade entre a base de consumo empregada na alocação das cotas de energia nuclear pelas Regras de Comercialização e a base financeira ou tarifária utilizada para o correspondente rateio de custos. O objetivo é assegurar coerência entre a energia atribuída a cada agente e o valor financeiro associado, evitando que a dedução do EGD produza desalinhamento entre as duas bases.

6.3.1.2 Base de rateio para o pagamento de encargos

85. Os encargos destinam-se à cobertura de custos incorridos para a manutenção da confiabilidade, da segurança e da estabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN que não estejam incorporados ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. As Regras de Comercialização estabelecem tanto a apuração dos montantes devidos aos agentes quanto os critérios de rateio desses custos entre os agentes responsáveis pelo seu pagamento. O tratamento proposto para o EGD alcança os seguintes encargos:

- Encargos de Serviços do Sistema – ESS, os quais, na notação utilizada nas Regras de Comercialização, referem-se aos Encargos de Serviços do Sistema, exceto Encargos por Segurança Energética, incluindo os custos associados a:
 - serviço ancilar de suporte de reativos;
 - outros serviços ancilares: investimentos para prestação de serviços ancilares, Controle Automático de Geração – CAG, Sistema Especial de Proteção, custos de equipamentos de autorrestabelecimento – *black start*;
 - restrições de operação;
 - deslocamento hidráulico elétrico;
 - resposta da demanda;
 - importação de energia; e
 - utilização do saldo de alívio de ESS (valor associado ao alívio retroativo de ESS).
- Encargos de Segurança Energética, os quais incluem:
 - geração de segurança energética;
 - deslocamento hidráulico energético (associado à geração de segurança energética e importação sem garantia física associada); e
 - despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa.
- Repasse do risco hidrológico do ACR; e
- Encargo de Energia de Reserva – EER.

86. No Módulo 9 – Encargos, o Consumo de Referência para Pagamento dos ESS^[11] é apurado por perfil de agente, submercado e período de comercialização, com base no consumo atendido pelo SIN. Por coerência com a formulação adotada para os demais encargos, a proposta inclui o abatimento do EGD do consumo de referência para os perfis dos agentes de distribuição. No entanto, vale ressaltar que o ESS, por ser apurado em base horária, percebe a redução no consumo de referência até o limite em que esse consumo se iguala a zero, mas não se aplica a consumos negativos, que é justamente a situação observada quando há excesso de geração de MMD (quando o EGD > 0). Ainda que não haja efeito prático no consumo de referência para pagamento de ESS, a formulação considera o abatimento do EGD.

87. O mesmo princípio é aplicado aos Encargos de Segurança Energética, destinados à cobertura dos custos associados ao despacho de recursos energéticos adicionais para garantia do suprimento. Nesse caso, os montantes de EGD apurados no mês são considerados na determinação do consumo mensal de referência do perfil de distribuição, também observado o piso igual a zero, porém, em base mensal – diferentemente do ESS, percebe-se o efeito do EGD na definição da base de rateio associada ao perfil da distribuidora. Com isso, o EGD reduz a participação relativa da distribuidora no rateio mensal desses encargos.

88. Ainda no Módulo 9, a proposta prevê o abatimento do EGD no cálculo do fator utilizado para ratear, entre os agentes de distribuição, o valor total do repasse do risco hidrológico do ACR. Esse fator é apurado mensalmente a partir da participação do consumo de cada perfil de distribuição no consumo total da classe de distribuição. Com a alteração, tanto o consumo individual da distribuidora quanto a base total de rateio passam a considerar o consumo líquido do EGD (TRC subtraído do EGD, em base mensal).

89. No caso do Encargo de Energia de Reserva – EER^[12], tratado no Módulo 18 – Contratação de Energia de Reserva, o rateio é realizado em função do consumo de referência final de cada perfil de agente, calculado a partir do histórico de consumo considerado pelas Regras de

Comercialização. Diferentemente dos encargos cuja base é apurada diretamente por período de comercialização ou por mês, o EER utiliza uma janela histórica de doze meses anteriores ao mês de apuração.

90. Para incorporar o EGD a essa sistemática, a proposta cria o Histórico do Efeito Total da Geração Distribuída para fins de EER, *H_EGD_EER*, correspondente à agregação dos valores de EGD dos perfis de distribuição nos meses compreendidos na janela de apuração do encargo. Esse histórico é abatido do Consumo de Referência Final para apuração do EER, observado o piso igual a zero, na base de doze meses. Consequentemente, a base de rateio atribuída à distribuidora passa a refletir o consumo histórico líquido do efeito da MMGD reconhecido em sua contabilização.

91. Em todos esses casos, o tratamento proposto preserva a base temporal específica de cada encargo. Para os ESS, o EGD é considerado por submercado e período de comercialização (horário). Para os Encargos de Segurança Energética e para o repasse do risco hidrológico do ACR, os valores são agregados no mês de apuração. Para o EER, o EGD é consolidado segundo a janela histórica de doze meses adotada para a determinação do consumo de referência final.

92. A adoção dessas alterações pressupõe reconhecer o consumo líquido do EGD, na exata escala temporal de cada encargo, como medida adequada da participação dos agentes de distribuição nas respectivas bases de rateio. Sob essa lógica, a energia associada à MMGD que passa a ser atribuída ao perfil de distribuição como recurso no balanço energético deixa de integrar, simultaneamente, o consumo considerado para o pagamento dos encargos. Esse tratamento busca preservar a coerência entre a posição energética reconhecida para a distribuidora e o consumo utilizado na alocação dos custos do sistema.

6.3.1.3 Carga remanescente e Fator de Modulação

93. A proposta altera o Módulo 5 – Contratos para considerar o Efeito Total da Geração Distribuída – EGD na definição das curvas de carga utilizadas na modulação contratual. As alterações alcançam dois cálculos distintos: a modulação dos demais CCEARs por quantidade conforme a carga remanescente – diferença entre o consumo total do agente e a carga parcialmente contratada em todos os submercados –, tratada no item 9.3, e o Fator de Modulação Vinculada à Carga aplicável aos contratos cujo agente comprador pertence à categoria de distribuição, disciplinado no Anexo VII.

94. Para os demais CCEARs por quantidade, a Linha de Comando 97 estabelece que a modulação segue o perfil da carga remanescente do agente comprador. Essa carga corresponde ao consumo total, abatidos o EGD e a carga parcialmente contratada, formada pelos demais contratos registrados na CCEE em nome do comprador. A Linha de Comando 97.1.2 representa esse cálculo por período de comercialização e aplica piso igual a zero, impedindo que o abatimento produza carga remanescente negativa.

95. O Fator de Modulação pela Carga Remanescente corresponde à razão entre a carga remanescente de cada período de comercialização e a carga remanescente mensal. Caso a soma mensal seja igual a zero, a modulação é realizada de forma uniforme entre os períodos de comercialização. Esse fator é aplicado à quantidade mensal sazonalizada para determinar a quantidade modulada preliminar dos CCEARs por quantidade abrangidos pela regra.

96. A proposta também incorpora o EGD ao Fator de Modulação Vinculada à Carga dos contratos cujo comprador pertence à categoria de distribuição. Conforme a Linha de Comando 134.1 do Anexo VII, o fator passa a ser calculado com base no perfil temporal do consumo total da distribuidora líquido do EGD, observado o piso igual a zero em cada período de comercialização.

97. De forma similar ao procedimento adotado para o consumo de referência para rateio do ESS, as alterações apresentadas para a carga remanescente e para o fator de modulação possivelmente não terão efeito prático, diante da limitação em zero da carga total líquida do EGD (TRC - EGD), por período de comercialização. No entanto, para se preservar a coerência da formulação, propõe-se manter o ajuste nos cálculos.

6.3.1.4 Ajuste do nível de insuficiência de lastro

98. No Módulo 13 – Penalidades de Energia, a insuficiência de lastro é apurada pela comparação entre os recursos de energia disponíveis e os requisitos do agente. Para as distribuidoras, essa verificação ocorre em janeiro de cada ano e considera os doze meses do ano civil anterior. Além da diferença entre recursos e requisitos, a apuração incorpora ajustes próprios da categoria de distribuição.

99. A proposta inclui nesse processo o Efeito Anual da Geração Distribuída – EAGD, calculado, para cada perfil de agente de distribuição, pela soma dos valores de EGD apurados em todos os períodos de comercialização e submercados do ano anterior. Portanto, não se cria uma nova medição anual: o EAGD corresponde à agregação anual do EGD previamente apurado no Módulo de Medição Contábil. A alteração consta das Linhas de Comando 25.1 e 25.1.1 do módulo.

100. O EAGD é incorporado ao Ajuste no Nível de Insuficiência de Lastro de Energia Não Especial das distribuidoras, juntamente com o resultado do MCSD Ex-Post e as exposições involuntárias reconhecidas pela ANEEL. Esse ajuste é calculado apenas em janeiro, quando ocorre a apuração anual da penalidade das distribuidoras. Para os demais meses, o ajuste é igual a zero.

101. Embora o EAGD seja somado ao valor do ajuste, esse ajuste é posteriormente subtraído do nível preliminar de insuficiência de lastro na apuração do nível ajustado. Assim, o efeito líquido do tratamento é reduzir eventual insuficiência de lastro não especial atribuída à distribuidora. O EGD não é tratado como contrato de compra nem altera diretamente o portfólio contratual da distribuidora. O mecanismo atua como ajuste específico da apuração da insuficiência de lastro.

102. Em termos conceituais, o tratamento busca impedir que o consumo associado ao EGD, reconhecido como recurso energético da distribuidora nos demais módulos, permaneça integralmente considerado na aferição da obrigação de contratação sem o ajuste correspondente. A proposta procura, portanto, compatibilizar o requisito de lastro com a nova representação contábil do excesso de geração da MMGD.

6.3.1.5 Tratamento de exposições contratuais

103. No Módulo 8 – Tratamento das Exposições, a proposta incorpora o Efeito Total da Geração Distribuída – EGD ao cálculo das exposições financeiras associadas aos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs, aos Contratos de Cota de Garantia Física – CCGFs e aos Contratos de Cotas de Energia Nuclear – CCENs. A alteração está concentrada na determinação do consumo da distribuidora considerado atendido por esses contratos.

104. Esses contratos são registrados no submercado do vendedor, que pode ser diferente daquele onde se localiza o consumo da distribuidora compradora. Por essa razão, diferenças entre os PLDs dos submercados de entrega contratual e de consumo podem gerar exposições financeiras positivas ou negativas para a distribuidora. O cálculo dessas exposições depende da identificação da parcela do consumo atendida por CCEARs, CCGFs e CCENs em cada submercado.

105. A Linha de Comando 61 determina o Consumo Atendido por CCEAR, CCGF e CCEN. Na proposta, esse consumo é calculado a partir do consumo total do perfil da distribuidora, do qual são deduzidos:

- o EGD atribuído à distribuidora no respectivo submercado e período de comercialização;
- os contratos de compra não pertencentes ao conjunto de CCEARs, CCGFs e CCENs;
- os efeitos líquidos das cessões de CCEAR; e
- a geração total registrada no perfil da distribuidora.

106. O resultado não pode assumir valor negativo, de modo que a consideração do EGD pode não ter efeito prático, mas mantém-se a coerência da formulação.

6.3.1.6 MCSD

107. No Módulo 19 – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, a proposta incorpora o Efeito Total da Geração Distribuída – EGD ao cálculo do Consumo Total Anual utilizado no MCSD de Energia Nova. A alteração está prevista na Linha de Comando 141 e alcança os processamentos para os quais a regulamentação estabeleça limite específico para a declaração de sobras pelas distribuidoras.

108. Nesses processamentos, a sobra de energia nova considerada pela CCEE corresponde ao menor valor entre: a sobra declarada pela distribuidora; a sobra passível de cessão, limitada pelo portfólio de contratos elegíveis; e o limite regulatório de declaração. Para os demais processamentos do MCSD de Energia Nova, nos quais não seja aplicável limite regulatório específico, a sobra continua limitada pela declaração da distribuidora e pelo portfólio contratual passível de cessão.

109. O limite regulatório de declaração é calculado pela aplicação do percentual definido na regulamentação sobre a carga anual da distribuidora, convertida em MW médios de acordo com o número de horas da vigência das cessões. Para essa finalidade, o Consumo Total Anual corresponde à soma do consumo dos doze meses do ano civil anterior, líquido do EGD.

110. Na proposta encaminhada pela CCEE na Nota Técnica nº 17/2026/GRPC/GEREG/AGM, o abatimento é efetuado por perfil de agente de distribuição, submercado e período de comercialização, observado o piso igual a zero antes da agregação mensal. No entanto, diferentemente da proposta da Câmara, entende-se que o piso igual a zero deve ser aplicado após a agregação dos valores mensais, de modo que os montantes de EGD possam compensar o TRC em diferentes períodos de comercialização. Os resultados mensais são posteriormente acrescidos, quando aplicável, dos ajustes decorrentes de deliberação do Conselho de Administração da CCEE ou de decisões judiciais ou administrativas e, por fim, agregados no ano.

6.3.1.7 Direito de votos na CCEE

111. O Módulo 20 – Votos e Contribuição Associativa estabelece a metodologia de distribuição dos votos entre os agentes da CCEE para participação nas Assembleias Gerais. Dos 100.000 votos disponíveis em cada Assembleia, 5.000 são distribuídos uniformemente entre os

agentes e 95.000 são distribuídos proporcionalmente ao volume de energia contabilizado por cada agente nos doze meses anteriores, contabilizados e certificados.

112. Para determinar a energia utilizada no rateio proporcional, as Regras de Comercialização comparam, mensalmente, a soma dos recursos e a soma dos requisitos de todos os perfis vinculados ao agente. O maior desses dois montantes corresponde à energia comercializada considerada no cálculo. Os resultados mensais são agregados para formar a quantidade de energia utilizada no rateio proporcional dos votos, considerando-se a janela dos doze meses anteriores ao mês de apuração.

113. A proposta altera a Linha de Comando 4.1.1 para incluir o Efeito Total da Geração Distribuída – EGD entre os componentes do montante apurado como recurso para fins da determinação dos votos. Para fins do cálculo mensal do recurso, os valores de EGD são agregados nos períodos de comercialização correspondentes ao mês de apuração.

114. O tratamento proposto não altera o montante apurado como requisito para fins da determinação dos votos, que permanece composto pelo consumo total do agente, pelos contratos de venda e pelos demais requisitos previstos nas Regras de Comercialização. O EGD é incorporado especificamente ao lado dos recursos utilizados na comparação entre recursos e requisitos.

115. Após essa comparação, a energia comercializada considerada em cada mês integra a janela móvel dos doze meses utilizada no rateio proporcional. A quantidade preliminar de votos proporcionais de cada agente é calculada de acordo com sua participação na energia total contabilizada pelos agentes da CCEE, observados os ajustes destinados a impedir que uma única categoria detenha a maioria dos votos da Assembleia Geral.

116. A mesma quantidade de energia apurada para o rateio proporcional dos votos também é utilizada no cálculo da parcela adicional da contribuição associativa. Assim, a inclusão do EGD no montante de recursos integra a base comum utilizada pelo módulo para a determinação dos votos proporcionais e para o rateio da parcela adicional da contribuição associativa.

6.3.1.8 Ajustes do PRORET

117. As alterações do PRORET, por sua vez, objetivam considerar o excesso de geração da MMDG no abatimento do consumo total do perfil do agente de distribuição para fins de ajuste dos seguintes parâmetros: energia requerida regulatória mensal para fins de glosa de perdas e definição do limite de sobrecontratação; glosa de perda de energia; energia do mercado de curto prazo mensal e MVE, dada pela diferença entre o total de energia dos contratos no mês e consumo total da distribuidora; rateio mensal das quotas de energia do PROINFA; rateio mensal de custos e energia de Angra; e fator de rateio para repasse do prêmio de risco hidrológico. Tais alterações são realizadas nos Submódulos 4.2, 4.3, 5.3, 6.7 e 6.8 do PRORET.

6.3.2 Tabela resumo referente aos efeitos da Alternativa 3

118. A Tabela a seguir sintetiza os efeitos da Alternativa 3 sobre cada processo alcançado pela proposta, identificando a variável criada ou alterada, o sentido do ajuste e sua repercussão prática. Os resultados não são uniformes, pois dependem da finalidade do mecanismo e de sua janela temporal de apuração. Enquanto os parâmetros mensais, anuais ou baseados em janelas históricas tendem a refletir efetivamente o abatimento do EGD, os cálculos realizados por período de comercialização e sujeitos a piso igual a zero podem permanecer materialmente inalterados. Em outros casos, como nas exposições contratuais e nos votos da CCEE, a direção do efeito final depende das demais variáveis que integram o respectivo cálculo.

Tabela 3 – Variáveis alteradas e impactos decorrentes da Alternativa 3

Efeito e dispositivo	Variável criada ou alterada	Efeito da alteração	Impacto prático
Apuração do EBGD e do EGD Caderno 2, novas LCs 8, 16, 34.1 e 34.2; Anexo VII, item 3.3.1	Criação de EBGD , PERDAS_EBGD , EGD_1 , EGD_2 e EGD	Explicita o excesso de geração apurado por medição direta e por medição agregada do varejo e consolida o EGD total atribuído ao perfil da distribuidora .	Não produz, isoladamente, efeito financeiro ou distributivo. Cria a variável de entrada utilizada nos demais processos da Alternativa 3, conferindo transparência ao montante anteriormente desconsiderado.
Geração e consumo totais utilizados nas perdas da Rede Básica Caderno 2, LCs 1.1 e 2.1	Alteração da Geração total para cálculo das perdas, como TOG_G e TOG_GP , com inclusão do EBGD; e parâmetros correlatos de consumo	Aumenta a geração considerada na apuração das perdas da Rede Básica pelo valor do EBGD e recompõe a geração total utilizada no rateio das perdas.	Corrige a redução ou negatificação artificial das perdas da Rede Básica . Consequentemente, evita que a energia da MMDG desconsiderada seja implicitamente apropriada pelos demais geradores e consumidores mediante o fator de perdas.

Efeito e dispositivo	Variável criada ou alterada	Efeito da alteração	Impacto prático
Balanco energético da distribuidora e liquidação no MCP Caderno 6, LC 1	NET , com inclusão do EGD no balanço energético	O EGD é deduzido no cálculo do NET , reduzindo o resultado energético líquido da distribuidora.	Reconhece o excesso de geração como recurso energético associado ao perfil de distribuição e faz com que o correspondente resultado seja refletido na contabilização e na liquidação do MCP, valorado ao PLD , sujeito ao tratamento tarifário que assegure a neutralidade da distribuidora.
Consumo para rateio do PROINFA Caderno 2, nova LC 35; Caderno 5, LC 29.1.1	Percentual preliminar de cobertura do PROINFA e TRC_REF_PFA	Reduz o consumo de referência da distribuidora pelo EGD, em base mensal, observado o piso igual a zero.	Reduz a participação da distribuidora diretamente afetada no rateio das cotas de energia do PROINFA e aumenta proporcionalmente a participação dos demais agentes integrantes da base de rateio. Evita que o EGD seja simultaneamente reconhecido como recurso e como consumo sujeito à alocação das cotas.
Consumo para rateio dos ESS Caderno 9, LC 46.1	TRC_ESS	Deduz o EGD do consumo de referência por submercado e período de comercialização, observado o piso igual a zero.	Tende a ser neutro na prática. Como o EGD ocorre justamente quando o consumo horário líquido seria negativo, a regra vigente já limita o consumo a zero. Assim, a alteração preserva a coerência da formulação, mas normalmente não reduz adicionalmente o ESS alocado à distribuidora.
Consumo para rateio dos Encargos de Segurança Energética Caderno 9, LC 70	TRC_SEG_ENER	Reduz o consumo mensal de referência da distribuidora pelo EGD agregado no mês, observado o piso igual a zero.	Reduz a participação relativa da distribuidora diretamente afetada no rateio mensal e redistribui a parcela correspondente aos demais agentes da base pagante. Diferentemente do ESS apurado por período de comercialização, há efeito prático porque a compensação ocorre em base mensal.
Fator de rateio do repasse do risco hidrológico do ACR Caderno 9, LC 73.10.2	F_RVRRH	Reduz o consumo mensal individual da distribuidora considerado no numerador e reduz também o consumo total líquido da classe de distribuição utilizado no denominador.	Em regra, reduz a participação da distribuidora afetada no repasse do risco hidrológico do ACR, mas o efeito final depende da variação simultânea do numerador e do denominador. O montante total a ser repassado não se altera, apenas sua distribuição entre as distribuidoras.
Consumo para rateio do EER Caderno 18, LC 115.1 e nova LC 115.6	Criação de H_EGD_EER e alteração de TRC_EER	O EGD é agregado na janela histórica de doze meses e deduzido do consumo de referência final , observado o piso igual a zero.	Reduz a participação da distribuidora diretamente afetada no rateio do EER e redistribui a parcela correspondente aos demais agentes da base pagante. O efeito considera a janela histórica própria do encargo, e não apenas o mês corrente.
Carga remanescente e fator de modulação vinculada à carga Caderno 5, LCs 97, 97.1.2 e 134.1; Anexo VII	CRM e F_MODVC	Deduz o EGD da carga utilizada para determinar a carga remanescente e a curva de carga empregada na modulação contratual, com piso igual a zero por período de comercialização.	Possivelmente neutro na prática , pois, nos períodos em que há EGD, a carga líquida já alcança o limite igual a zero. Se houver efeito, ele altera o perfil horário de modulação dos contratos, sem modificar necessariamente o montante mensal contratado.

Efeito e dispositivo	Variável criada ou alterada	Efeito da alteração	Impacto prático
Tratamento das exposições de CCEAR, CCGF e CCEN Caderno 8, LC 61	Consumo da distribuidora considerado atendido por CCEAR, CCGF e CCEN	Reduz o consumo atendido por esses contratos pelo EGD, observado o piso igual a zero.	Pode reduzir a quantidade considerada nas exposições contratuais. O efeito financeiro não possui direção única, pois depende da posição contratual e da diferença entre os PLDs dos submercados de entrega e de consumo. Também pode ser neutro quando o resultado já estiver limitado a zero.
Ajuste do nível de insuficiência de lastro Caderno 13, LC 25.1 e nova LC 25.1.1	Criação do EAGD e alteração do AJUSTE_NESP_PNL	O EGD é agregado no ano anterior para formar o EAGD, que aumenta o ajuste aplicado à insuficiência de lastro. Como o ajuste é posteriormente subtraído do nível preliminar, o efeito líquido é reduzir a insuficiência apurada.	Reduz eventual insuficiência de lastro de energia não especial atribuída à distribuidora e, consequentemente, pode reduzir a penalidade correspondente. Não transforma o EGD em contrato de compra nem altera diretamente o portfólio contratual.
Consumo Total Anual no MCSD de Energia Nova Caderno 19, LC 141	TRC_ANUAL	Reduz o Consumo Total Anual pelo EGD apurado nos doze meses do ano civil anterior, observado o piso igual a zero após a agregação mensal.	Reduz o valor absoluto do limite regulatório de declaração de sobras quando esse limite corresponde a percentual do consumo anual. Portanto, pode reduzir o montante máximo que a distribuidora poderá declarar como sobra nos processamentos sujeitos a esse limite, sem afetar os processamentos em que ele não seja aplicável.
Direito de votos e contribuição associativa da CCEE Caderno 20, LC 4.1.1	Montante apurado como RECURSO_VT e, indiretamente, energia contabilizada utilizada nos votos proporcionais e na contribuição	Aumenta o montante de recursos do agente pela inclusão do EGD.	Pode aumentar a energia contabilizada considerada para os votos proporcionais e para a parcela adicional da contribuição associativa, mas somente se o montante de recursos, após a inclusão do EGD, for superior ao montante de requisitos utilizado na comparação. Caso os requisitos permaneçam superiores, o efeito é neutro.
Impacto financeiro do EGD para envio à ANEEL Caderno 10, novo Anexo III e LCs 83 e 84	Criação de IF_EGD e TIF_EGD	Apura o valor do EGD multiplicado pelo PLD e consolida os resultados por agente de distribuição.	Efeito exclusivamente informativo. Não altera a contabilização nem a liquidação financeira. Permite à ANEEL identificar e monitorar o valor econômico associado ao EGD por perfil e por agente.
Energia requerida regulatória PRORET, Submódulos 4.2 e 4.3	Energia requerida mensal e anual, calculada a partir da carga ajustada, C^{aj} (TRC-EGD)	Considera a carga ajustada pelo EGD (TRC – EGD) no cálculo da energia requerida pela distribuidora no mês.	Compatibiliza a quantidade de energia reconhecida tarifariamente como necessária ao atendimento do mercado regulado com a carga líquida contabilizada.
Glosa de perdas de energia PRORET, Submódulos 4.2	Consumo utilizado na apuração da energia requerida e, consequentemente, da glosa de perdas, calculada considerando-se a carga ajustada, C^{aj} (TRC-EGD)	Considera a carga ajustada pelo EGD (TRC – EGD) na apuração da glosa de energia.	Impede que o EGD seja reconhecido na contabilização da CCEE, mas permaneça desconsiderado na avaliação tarifária da glosa de energia relativa às perdas acima da meta regulatória no mês de competência.

Efeito e dispositivo	Variável criada ou alterada	Efeito da alteração	Impacto prático
Energia mensal do MCP PRORET, Submódulo 4.3	Energia mensal liquidada no MCP , calculada a partir da soma da posição contratual e da geração total atribuída ao agente, deduzida da carga ajustada da distribuidora, Caj (TRC-EGD)	A dedução do EGD da carga aumenta algebricamente a energia no MCP em valor equivalente ao EGD, isto é, torna o resultado mais positivo ou menos negativo, conforme a posição contratual da distribuidora.	Faz com que o resultado do MCP reconhecido no processo tarifário seja coerente com a contabilização realizada pela CCEE, evitando que o efeito financeiro do EGD seja reconhecido no mercado atacadista, mas desconsiderado na avaliação da sobrecontratação/exposição e no correspondente tratamento tarifário.
Rateio do PROINFA PRORET, Submódulo 5.3	Ajuste textual: estabelecimento do rateio mensal das quotas de energia elétrica e do fator de ajuste do mercado a partir do consumo ajustado	Reduz o consumo de referência da distribuidora pelo EGD	Adequa a definição da carga mensal de consumo para fins de rateio das quotas de energia, e do fator de ajuste do mercado
Fator de rateio do risco hidrológico PRORET, Submódulo 6.8	Ajuste textual: menção ao fator de rateio calculado a partir do consumo ajustado	Reduz o consumo mensal individual da distribuidora pelo EGD considerado no numerador e reduz também o consumo total líquido da classe de distribuição utilizado no denominador.	Ajusta a definição do fator de rateio do risco hidrológico

6.3.3 Avaliação da alternativa

119. Na Alternativa 3, a proposta é atribuir integralmente a geração da MMGD ao perfil do agente de distribuição responsável pela representação do mercado regulado no qual se encontram as unidades participantes do SCEE. Essa atribuição não caracteriza a geração da MMGD como geração própria da distribuidora, mas reconhece, em sua posição contábil, os efeitos da energia produzida pelo mercado cativo por ela representado. Em consequência, a totalidade da geração da MMGD é considerada tanto no balanço energético quanto nos demais parâmetros das Regras de Comercialização que utilizam o consumo total do perfil de distribuição – TRC como referência, incluindo o rateio das cotas do PROINFA e dos CCENs, os encargos energéticos e os demais processos identificados nesta AIR.

120. Uma vez atribuído o EGD (e, portanto, a totalidade da geração da MMGD) ao mercado regulado ao qual está associado, mostra-se coerente que o consumo de referência utilizado nos processos de contabilização que visam ratear custos ou demais responsabilidades no âmbito do setor elétrico reflita a posição energética desse mercado. Ressalta-se que, nos períodos de comercialização em que a geração da MMGD não supera o consumo do mercado cativo, o efeito da MMGD já se encontra incorporado ao TRC, reduzindo o consumo atribuído ao perfil de distribuição. A Alternativa 3 preserva essa lógica também quando a geração da MMGD supera o consumo cativo e o TRC atinge o limite mínimo igual a zero, garantindo que a totalidade da geração da MMGD continue a produzir efeitos nos demais processos das Regras de Comercialização.

121. Esse tratamento também se mostra aderente à janela temporal relevante para a determinação da posição energética da distribuidora nos diferentes processos de contabilização. Nos encargos e demais mecanismos de rateio cuja base de cálculo é apurada em períodos mensais, anuais ou em outras janelas agregadas, a posição energética do perfil de distribuição, por coerência, deve considerar o resultado agregado do seu consumo no período, incluindo montantes associados ao excesso de geração da MMGD observados em determinados períodos de comercialização. Com isso, a base de rateio passa a representar a posição energética da distribuidora na mesma janela temporal adotada para a apuração do encargo ou do parâmetro correspondente, preservando a coerência entre a energia contabilmente atribuída ao perfil de distribuição e sua participação nos respectivos custos do setor.

122. A Alternativa 3, portanto, dá continuidade ao tratamento já produzido pela MMGD sobre o consumo da distribuidora até o ponto em que o TRC atinge o valor zero. No procedimento vigente, a redução da carga provocada pela MMGD repercute nos parâmetros baseados no consumo apenas até esse limite, enquanto a parcela excedente é desconsiderada. Com a alternativa proposta, o TRC permanece limitado a zero, mas o montante adicional é segregado e registrado como EGD, permitindo que seus efeitos sejam considerados, conforme a natureza e a base temporal de cada processo.

123. Para fins de determinação dos votos na CCEE, optou-se por incluir o EGD no montante de recursos do perfil do agente de distribuição. De acordo com o Módulo 20 – Votos e Contribuição Associativa, a parcela proporcional dos votos é distribuída em função do volume de energia contabilizada por agente nos doze meses anteriores, sendo essa energia determinada a partir da comparação entre os montantes de recursos e requisitos. A mesma grandeza também integra o rateio da parcela adicional da contribuição associativa.

124. Como o EGD representa energia atribuída contabilmente ao mercado regulado e considerada na contabilização do agente, sua inclusão entre os recursos permite que o volume utilizado para a determinação dos votos reflita integralmente a energia contabilizada em nome da distribuidora. O EGD não é, portanto, incluído como consequência de eventual titularidade de geração pela concessionária, mas em razão de sua atribuição contábil ao perfil que representa o mercado cativo no âmbito da CCEE.

125. A consideração integral da geração da MMGD nos processos de contabilização também preserva a coerência com outros mecanismos regulatórios que já adotam a geração total da MMGD como referência, como a avaliação de reconhecimento da sobrecontratação involuntária das distribuidoras decorrente da expansão dessa modalidade de geração (nos termos do § 6º do art. 158 da REN nº 1.009/2021^[13]), e o próprio SCEE, em que toda a geração de energia é passível de ser utilizada para fins de compensação dos custos tarifários. Se a totalidade da geração da MMGD é considerada para identificar a redução do mercado atendido pela distribuidora e seus efeitos sobre a contratação de energia, mostra-se consistente utilizar essa mesma base na determinação de sua posição energética e nos demais processos afetados. Evita-se, assim, que apenas uma parcela da geração da MMGD seja reconhecida na contabilização, enquanto sua totalidade seja considerada em outros mecanismos regulatórios, assegurando uniformidade no tratamento do fenômeno e coerência entre as bases utilizadas para a atribuição de seus efeitos.

126. Por fim, entende-se que o tratamento proposto está em consonância com a manifestação da PF/ANEEL, segundo a qual o excesso de geração da MMGD pode ser representado como componente negativo da carga líquida do mercado regulado, sem que isso implique sua caracterização como geração própria da distribuidora. O Parecer ressaltou, ainda, que a adoção da abordagem abrangente requer a análise individualizada dos encargos e dos demais parâmetros afetados pela redução do consumo de referência atribuído ao perfil da distribuidora. Considera-se que essa recomendação foi observada na avaliação da Alternativa 3, na qual cada processo impactado foi examinado separadamente, à luz de sua finalidade, base de cálculo e forma de consideração do EGD.

6.4 Análise comparativa das alternativas regulatórias

127. Os objetivos regulatórios definidos na Seção 4 podem não ser integralmente convergentes. Em particular, alternativas de escopo mais abrangente tendem a produzir maior aderência aos objetivos de neutralidade, coerência normativa e robustez diante das transformações estruturais do setor elétrico, mas exigem alterações em maior número de parâmetros das Regras de Comercialização e do PRORET. Alternativas de escopo mais restrito, por sua vez, podem apresentar menor esforço relativo de implementação, mas corrigem apenas parte dos efeitos decorrentes da desconsideração do excesso de geração da MMGD.

128. Diante dessas diferenças, a comparação das alternativas regulatórias é realizada por meio de análise multicritério, com o objetivo de identificar a solução que melhor compatibiliza os objetivos da intervenção regulatória.

129. A análise multicritério foi estruturada diretamente a partir dos objetivos específicos estabelecidos na Seção 4. Dessa forma, os próprios objetivos regulatórios constituem os critérios de avaliação, assegurando rastreabilidade entre o problema identificado, os resultados pretendidos e a alternativa recomendada.

130. Para reduzir a subjetividade inerente à atribuição direta de pesos e conferir maior transparência ao processo decisório, empregou-se o método *Analytic Hierarchy Process* (AHP), desenvolvido por Saaty. O método permite obter os pesos relativos dos critérios a partir de comparações paritárias, efetuadas mediante julgamento estruturado da área técnica quanto à importância relativa de cada objetivo para o adequado endereçamento do problema regulatório.

6.4.1 Critérios da análise multicritério

131. Os objetivos definidos na Seção 4 foram organizados nos seis critérios descritos a seguir.

Critério 1: Transparência e adequada atribuição do excesso de geração da MMGD

132. Avalia a capacidade da alternativa de:

- explicitar, mensurar e registrar no processo de contabilização da CCEE os montantes de excesso de geração da MMGD atualmente desconsiderados;
- conferir rastreabilidade ao fenômeno;
- identificar adequadamente o agente ao qual o montante se vincula; e

- evitar que os efeitos do excesso de geração permaneçam ocultos ou sejam implicitamente apropriados pelos demais agentes do SIN.

133. Esse critério corresponde ao objetivo de conferir transparência ao excesso de geração da MMGD e promover sua adequada atribuição no processo de contabilização.

Critério 2: Correção das distorções no balanço energético e nas perdas da Rede Básica

134. Avalia a capacidade da alternativa de:

- restabelecer a correspondência entre os recursos efetivamente existentes e os montantes considerados no balanço energético;
- corrigir a apuração do fator de perdas da Rede Básica;
- impedir que a desconsideração do excesso de geração produza aumento artificial da geração contábil ou redução artificial do consumo contábil dos demais agentes do SIN; e
- assegurar que o resultado financeiro do MCP reflita adequadamente o excesso de geração da MMGD associado ao agente de distribuição.

135. Esse critério corresponde ao objetivo de corrigir as distorções no balanço energético e na apuração das perdas da Rede Básica.

Critério 3: Neutralidade e alocação abrangente dos efeitos

136. Avalia a capacidade da alternativa de:

- alocar os efeitos do excesso de geração da MMGD ao agente ao qual estão economicamente associados;
- evitar subsídios cruzados e transferências implícitas entre agentes e ambientes de contratação;
- considerar os reflexos sobre as bases de rateio de encargos;
- conferir tratamento coerente à carga remanescente, à modulação dos contratos, à insuficiência de lastro, às exposições contratuais e ao direito de votos na CCEE; e
- evitar que parâmetros derivados do consumo total da distribuidora permaneçam calculados a partir de uma representação incompleta de sua posição energética.

137. Esse critério corresponde ao objetivo de assegurar o adequado endereçamento do excesso de geração da MMGD no abatimento do consumo total do perfil do agente de distribuição.

Critério 4: Coerência entre as Regras de Comercialização e o PRORET

138. Avalia a capacidade da alternativa de:

- preservar a consistência entre os montantes utilizados na contabilização do mercado e aqueles considerados nos processos tarifários;
- ajustar a energia do MCP mensal;
- ajustar a energia requerida regulatória;
- evitar distorções na apuração da glosa de perdas de energia; e
- impedir que um mesmo fenômeno seja reconhecido de maneira distinta nas Regras de Comercialização e no PRORET.

139. Esse critério corresponde ao objetivo de harmonizar o tratamento do excesso de geração da MMGD com os procedimentos tarifários aplicáveis às distribuidoras.

Critério 5: Robustez diante do crescimento da MMGD e da abertura do mercado

140. Avalia a capacidade da alternativa de:

- permanecer adequada diante da expansão da MMGD;
- responder à redução progressiva da carga do ACR decorrente da migração de consumidores para o ACL;

- suportar o aumento da frequência e da magnitude dos períodos de carga residual negativa;
- conferir estabilidade ao modelo de representação da distribuidora na CCEE; e
- reduzir a necessidade de sucessivas intervenções regulatórias para corrigir efeitos já previsíveis da transformação do mercado.

141. Esse critério corresponde ao objetivo de reforçar a robustez do arcabouço regulatório diante das tendências estruturais de crescimento da MMGD e abertura do mercado.

Critério 6: Viabilidade operacional da solução regulatória

142. Avalia a complexidade associada à implementação e à operação de cada alternativa, considerando:

- a quantidade e a extensão das alterações necessárias nas Regras de Comercialização e no PRORET;
- a necessidade de adaptação dos sistemas e processos de contabilização da CCEE;
- a quantidade de variáveis, módulos e parâmetros afetados;
- a necessidade de compatibilização entre diferentes bases e janelas temporais de apuração;
- os riscos de sobreposição de efeitos, dupla contagem ou inconsistência entre processos; e
- a capacidade de implementação, verificação e monitoramento da solução proposta.

6.4.2 Ponderação dos critérios pelo método AHP

143. A comparação entre os critérios utilizou a escala fundamental do método AHP, apresentada na tabela a seguir.

Tabela 2 – Escala fundamental do método AHP

Intensidade	Interpretação
1	Igual importância
3	Importância moderada
5	Importância forte
7	Importância muito forte
9	Importância extrema
2, 4, 6 e 8	Valores intermediários entre julgamentos adjacentes

144. Para esta AIR, considerou-se que os objetivos relacionados à correção das distorções na contabilização e à neutralidade na alocação dos efeitos possuem maior importância relativa. Esses critérios se relacionam diretamente ao núcleo do problema regulatório, uma vez que a intervenção decorre da desconsideração de um recurso energético efetivamente existente e dos efeitos sistêmicos produzidos por essa desconsideração.

145. Os critérios de transparência e coerência entre as Regras de Comercialização e o PRORET foram considerados de importância intermediária. Embora essenciais à qualidade da solução, constituem, em parte, condições necessárias para que a correção do balanço energético e a adequada alocação dos efeitos possam ser efetivadas.

146. O critério de robustez diante das transformações futuras foi considerado relevante, mas com menor peso relativo, por representar predominantemente a capacidade da alternativa de preservar sua adequação ao longo do tempo. Sua menor ponderação não significa que a abertura do mercado e o crescimento da MMGD sejam pouco relevantes, mas que a correção das distorções já observadas possui prioridade imediata na presente intervenção.

147. Com base nesses julgamentos, adotou-se a matriz de comparação paritária apresentada a seguir.

Tabela 3 – Matriz de comparação paritária dos critérios

Critério	C1	C2	C3	C4	C5	C6
C1: Transparência e adequada atribuição do excesso de geração da MMGD	1	1/3	1/3	1	3	3
C2: Correção das distorções no balanço energético e nas perdas da Rede Básica	3	1	1	3	5	5
C3: Neutralidade e alocação abrangente dos efeitos	3	1	1	3	5	5
C4: Coerência entre as Regras de Comercialização e o PRORET	1	1/3	1/3	1	3	3
C5: Robustez diante do crescimento da MMGD e da abertura do mercado	1/3	1/5	1/5	1/3	1	1
C6: Viabilidade operacional da solução regulatória	1/3	1/5	1/5	1/3	1	1

148. Os pesos foram obtidos pelo método da média geométrica. Para cada critério, calculou-se a média geométrica dos elementos da respectiva linha da matriz de comparação paritária, seguida da normalização dos resultados, conforme equacionamento a seguir:

$$w_i = \frac{\left(\prod_{j=1}^n a_{ij}\right)^{\frac{1}{n}}}{\sum_{k=1}^n \left(\prod_{j=1}^n a_{kj}\right)^{\frac{1}{n}}}$$

em que:

w_i representa o peso do critério i ;

a_{ij} representa a importância relativa atribuída ao critério i em comparação ao critério j , conforme a matriz de comparação paritária do método AHP; e

n corresponde ao número total de critérios considerados na análise.

149. A aplicação do método resultou nos pesos apresentados na tabela a seguir:

Tabela 4 – Pesos dos critérios obtidos pelo método AHP

Critério	Peso
C1: Transparência e adequada atribuição do excesso de geração da MMGD	12,91%
C2: Correção das distorções no balanço energético e nas perdas da Rede Básica	31,85%
C3: Neutralidade e alocação abrangente dos efeitos	31,85%
C4: Coerência entre as Regras de Comercialização e o PRORET	12,91%
C5: Robustez diante do crescimento da MMGD e da abertura do mercado	5,24%
C6: Viabilidade operacional da solução regulatória	5,24%
Total	100,0%

150. A consistência dos julgamentos foi verificada por meio da Razão de Consistência do método AHP. O valor obtido foi de aproximadamente 0,012, inferior ao limite de 0,10, indicando que as comparações paritárias apresentam nível satisfatório de coerência interna.

6.4.3 Avaliação das alternativas

151. As alternativas regulatórias foram avaliadas em escala ordinal de 1 a 5, representando o grau de atendimento de cada critério.

Tabela 5 – Escala de avaliação das alternativas

Nota	Interpretação
1	Atendimento muito baixo
2	Atendimento baixo
3	Atendimento intermediário
4	Atendimento elevado
5	Atendimento muito elevado

152. A pontuação final de cada alternativa corresponde à soma ponderada das notas atribuídas em cada critério pelos respectivos pesos:

Pontuação da alternativa = $\sum$ (peso do critério $\times$ nota da alternativa no critério)

153. A avaliação das alternativas é apresentada na tabela a seguir.

Tabela 6 – Pontuação das alternativas segundo os objetivos regulatórios

Critério	Peso	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
C1: Transparência e adequada atribuição do excesso de geração da MMGD	12,91%	1	4	5
C2: Correção das distorções no balanço energético e nas perdas da Rede Básica	31,85%	1	5	5
C3: Neutralidade e alocação abrangente dos efeitos	31,85%	1	2	5

C4: Coerência entre as Regras de Comercialização e o PRORET	12,91%	1	4	5
C5: Robustez diante do crescimento da MMGD e da abertura do mercado	5,24%	1	3	5
C6: Viabilidade operacional da solução regulatória	5,24%	4	3	2
Resultado final ponderado	100,0%	1,16	3,58	4,84

154. A aplicação da metodologia multicritério resultou em pontuação final de 1,16 para a Alternativa 1, 3,58 para a Alternativa 2 e 4,84 para a Alternativa 3. Os resultados indicam que a Alternativa 3 apresenta o melhor desempenho conjunto em relação aos objetivos regulatórios estabelecidos nesta AIR, ainda que envolva maior complexidade operacional.

155. A Alternativa 1, correspondente à manutenção do procedimento vigente, apresenta baixo desempenho nos critérios associados ao enfrentamento do problema regulatório. Nessa alternativa, o excesso de geração da MMGD permanece sem tratamento explícito, de modo que não é atribuído ao perfil da distribuidora nem considerado no seu balanço energético. Permanecem, portanto, as distorções no fator de perdas da Rede Básica, a apropriação implícita dessa energia pelos demais agentes do SIN e os efeitos sobre os parâmetros que dependem da geração e do consumo contabilizados. A tendência de crescimento da MMGD, combinada à migração de consumidores para o ACL, tende a ampliar a frequência e a magnitude dos eventos de inversão de fluxo contábil, reduzindo também a robustez dessa alternativa diante das transformações estruturais do setor.

156. Sob a perspectiva operacional, a Alternativa 1 apresenta maior simplicidade, pois não demanda alterações nas Regras de Comercialização, no PRORET ou nos sistemas da CCEE. Essa vantagem, contudo, é limitada pela manutenção de uma base de contabilização potencialmente incompatível com outros processos regulatórios que já consideram a totalidade da geração da MMGD, como o processo de avaliação da sobrecontratação involuntária (nos termos do § 6º do art. 158 da REN nº 1.009/2021). A convivência de bases distintas para o tratamento de um mesmo fenômeno pode dificultar a compatibilização entre a contabilização do mercado, os procedimentos tarifários e os demais mecanismos regulatórios. Por essa razão, a alternativa recebeu atendimento elevado, mas não máximo, no critério de viabilidade operacional.

157. A Alternativa 2 representa avanço relevante em relação ao procedimento vigente. A alternativa explícita e quantifica o excesso de geração da MMGD, corrige o fator de perdas da Rede Básica e incorpora o EGD ao balanço energético do perfil de distribuição, com sua consequente liquidação no MCP. Também prevê os ajustes necessários no PRORET para compatibilizar o resultado da contabilização com os procedimentos tarifários diretamente afetados. Por essas razões, apresenta desempenho elevado nos critérios de transparência, correção das distorções no balanço energético e coerência entre as Regras de Comercialização e o PRORET.

158. Seu alcance, entretanto, permanece restrito. O EGD é reconhecido como recurso no balanço energético, mas não é considerado nos demais mecanismos que utilizam o consumo da distribuidora como variável de referência. Permanecem sem tratamento seus efeitos sobre as bases de rateio de encargos e cotas, a modulação contratual, a insuficiência de lastro, as exposições contratuais e a governança associativa da CCEE. A mesma energia passa, assim, a ser reconhecida em determinados processos e desconsiderada em outros, ainda que todos estejam relacionados à posição energética do perfil de distribuição. Essa assimetria explica o menor desempenho da alternativa no critério de neutralidade e alocação abrangente dos efeitos.

159. A Alternativa 2 possui complexidade operacional intermediária, pois demanda alterações mais concentradas na medição contábil, nas perdas da Rede Básica, no balanço energético, na liquidação no MCP e nos procedimentos tarifários correlatos. Embora esse escopo reduzido facilite a implementação, a aplicação parcial do EGD exige a manutenção de tratamentos distintos para o mesmo recurso energético e não assegura completa uniformidade com outros processos regulatórios que consideram a totalidade da geração da MMGD, como a avaliação da sobrecontratação involuntária. A menor quantidade de alterações é, portanto, contraposta pela necessidade de administrar bases não integralmente uniformes.

160. A Alternativa 3 incorpora os ajustes previstos na Alternativa 2 e estende o tratamento do EGD aos demais processos materialmente afetados. A totalidade da geração da MMGD é atribuída contabilmente ao perfil da distribuidora que representa o mercado regulado no qual se encontram as unidades participantes do SCEE, sem que isso caracterize geração própria da concessionária. O EGD é considerado no balanço energético e, conforme a natureza de cada processo, como redutor do consumo de referência ou como recurso associado ao perfil de distribuição.

161. Essa abordagem preserva a continuidade do tratamento conferido à geração da MMGD. Enquanto a geração permanece inferior ao consumo cativo, seus efeitos já reduzem o TRC da distribuidora. Quando a geração supera o consumo do mercado cativo e o TRC atinge o piso igual a zero, a parcela adicional é identificada como EGD e continua a produzir efeitos nos processos cuja finalidade e base temporal comportem essa consideração. Evita-se, dessa forma, que parte da geração da MMGD seja desconsiderada exclusivamente por ter excedido a carga do mercado regulado em determinado período de comercialização.

162. Nos encargos e demais mecanismos apurados em bases mensais, anuais ou em outras janelas agregadas, a Alternativa 3 permite que o consumo de referência reflita a posição energética do perfil de distribuição na mesma janela temporal utilizada para o rateio. O tratamento também amplia a coerência com processos regulatórios que já utilizam a totalidade da geração da MMGD como referência, evitando que bases distintas sejam adotadas para atribuir os efeitos de um mesmo fenômeno à distribuidora e ao mercado cativo por ela representado.

163. A Alternativa 3 apresenta, contudo, a maior complexidade operacional. Sua implementação exige alterações em diversos Cadernos das Regras de Comercialização e nos dispositivos correlatos do PRORET, abrangendo processos com diferentes finalidades, formulações e janelas

temporais. Também demanda a compatibilização entre variáveis e bases de cálculo, bem como controles destinados a prevenir sobreposição de efeitos, dupla contagem e inconsistências entre os processos afetados.

164. A abrangência da solução também acarreta o risco de que nem todas as repercussões sejam identificadas na etapa inicial, considerando a utilização direta ou indireta do consumo da distribuidora em diferentes mecanismos. Por esse motivo, a implementação deverá ser acompanhada de testes, validação das interações entre os módulos e monitoramento contínuo. Esse monitoramento deverá permitir identificar e quantificar os efeitos do EGD nos processos alcançados, verificar a consistência dos resultados e subsidiar eventuais aperfeiçoamentos posteriores. Tais desafios justificam a menor nota da Alternativa 3 no critério de viabilidade operacional, mas não configuram impedimento à sua implementação.

165. A maior complexidade da Alternativa 3 decorre da própria natureza sistêmica do problema. Como o consumo total do perfil de distribuição é utilizado como variável de entrada em diversos processos, o reconhecimento integral do excesso de geração da MMGD produz repercussões que não se limitam ao balanço energético e ao fator de perdas da Rede Básica. A adoção de uma solução mais simples, mas restrita, reduziria o esforço inicial de implementação à custa da manutenção de assimetrias já identificadas na alocação dos efeitos do EGD.

166. Os resultados da análise multicritério evidenciam que os ganhos proporcionados pela Alternativa 3 nos critérios de maior peso, especialmente a correção das distorções no balanço energético e nas perdas da Rede Básica e a neutralidade na alocação dos efeitos, superam sua maior complexidade operacional. A alternativa também apresenta melhor desempenho em transparência, coerência normativa e robustez diante do crescimento da MMGD e da abertura do mercado.

167. Dessa forma, recomenda-se a adoção da Alternativa 3, correspondente ao tratamento abrangente do excesso de geração da MMGD. Essa alternativa é a que melhor compatibiliza os objetivos da intervenção regulatória, ao atribuir o EGD ao perfil do agente de distribuição que representa o mercado cativo, corrigir as distorções na contabilização, considerar seus efeitos nos processos materialmente afetados e preservar a coerência entre as Regras de Comercialização, o PRORET e os demais mecanismos regulatórios relacionados à MMGD.

168. A seleção da Alternativa 3 não implica que o EGD deva receber tratamento algébrico idêntico em todos os processos. Sua consideração deverá observar a finalidade, a base de cálculo e a janela temporal de cada mecanismo, conforme a análise individualizada desenvolvida nesta AIR. Também deverão ser adotadas medidas de implementação e monitoramento aptas a identificar efeitos não antecipados, prevenir dupla contagem e permitir os ajustes necessários após a entrada em vigor da solução.

7 Implementação, monitoramento e avaliação

169. Uma vez aprovadas as alterações das Regras de Comercialização e dos dispositivos do PRORET, a implementação da solução regulatória selecionada ocorrerá por meio da explicitação do excesso de geração da MMGD no processo de contabilização do mercado, a ser realizada pela CCEE. A partir da inclusão dessa informação no balanço energético e da sua consideração em todos os parâmetros previstos na Alternativa 3, haverá um efeito em cadeia sobre os processos que utilizam o consumo total do perfil do agente de distribuição como variável de entrada, repercutindo tanto na contabilização do mercado quanto nos processos tarifários regulados pela ANEEL.

170. A tabela a seguir apresenta as alterações decorrentes nas Regras de Comercialização e no PRORET, com base na proposta da Alternativa 3:

Tabela 8 – Parâmetros afetados pelo tratamento do excesso de geração da MMGD (EGD)

Efeito	Normativo relacionado	Dispositivo normativo
Apuração do Efeito Bruto da Geração Distribuída (EBGD) e do Efeito Total da Geração Distribuída (EGD)	Regras de Comercialização (Caderno 2 – Medição Contábil)	Novas LCs 8; 16; 34.1 e 34.2 Anexo VII (novo item 3.3.1)
Geração total e consumo total utilizados na apuração das perdas da Rede Básica	Regras de Comercialização (Caderno 2 – Medição Contábil)	LCs 1.1 e 2.1
Balanço energético da distribuidora e liquidação no MCP	Regras de Comercialização (Caderno 6 – Balanço Energético)	LC 1
Base de cálculo do consumo para rateio do PROINFA	Regras de Comercialização (Caderno 2 – Medição Contábil) Regras de Comercialização (Caderno 5 – Contratos)	Nova LC 35 LC 29.1.1
Base de cálculo do consumo para rateio dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS)	Regras de Comercialização (Caderno 9 – Encargos)	LC 46.1
Base de cálculo do consumo para rateio dos Encargos por Segurança Energética	Regras de Comercialização (Caderno 9 – Encargos)	LC 70

Fator de rateio do repasse do risco hidrológico do ACR	Regras de Comercialização (Caderno 9 – Encargos)	LC 73.10.2
Base de cálculo do consumo para rateio do Encargo de Energia de Reserva (EER)	Regras de Comercialização (Caderno 18 – Contratação de Energia de Reserva)	LC 115.1 e nova LC 115.6
Fator de modulação vinculada à carga e carga remanescente	Regras de Comercialização (Caderno 5 – Contratos)	LCs 97; 97.1.2; e 134.1 (Anexo VII)
Tratamento das exposições contratuais (CCEAR, CCGF e CCEN)	Regras de Comercialização (Caderno 8 – Tratamento das Exposições)	LC 61
Ajuste do nível de insuficiência de lastro de energia	Regras de Comercialização (Caderno 13 – Penalidades de Energia)	LC 25.1 e nova LC 25.1.1
Consumo Total Anual utilizado no limite de declaração de sobras do MCSD de Energia Nova	Regras de Comercialização, (Caderno 19 – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits)	LC 141
Direito de votos e contribuição associativa da CCEE	Regras de Comercialização (Caderno 20 – Votos e Contribuição Associativa)	LC 4.1.1
Apuração do impacto financeiro do EGD para envio à ANEEL	Regras de Comercialização, (Caderno 10 – Consolidação dos Resultados)	Novo Anexo III e LCs 83 e 84
Energia requerida regulatória mensal	PRORET (Submódulos 4.2 e 4.3)	Item 87 do Submódulo 4.2; item 22 do Submódulo 4.3
Glosa de perdas de energia	PRORET (Submódulos 4.2)	Item 87
Energia do mercado de curto prazo mensal e MVE	PRORET (Submódulo 4.3)	Itens 14, 22, 24, 31, 49, 50 e 51
Rateio mensal das quotas de energia do PROINFA	PRORET (Submódulo 5.3)	Itens 26 e 28
Rateio mensal de custos e energia de Angra	PRORET (Submódulo 6.7*, versão da CP 37/2025)	Itens 50, 53 e 54
Fator de rateio para repasse prêmio de risco hidrológico	PRORET (Submódulo 6.8)	Item 55

*Versões em análise em outras duas consultas públicas (CP 37/2025 e 40/2025).

171. Especificamente sobre o Submódulo 6.7 do PRORET, importa esclarecer que há duas versões sob análise nas Consultas Públicas nº 37/2025, sobre o rateio de cotas considerando o ambiente livre e regulado, e nº 40/2025, que trata do fundo de descomissionamento, de modo que as indicações apontadas são **preliminares** e devem ser verificadas após a conclusão das mencionadas consultas, a fim de manter os arquivos coerentes e consolidados. Por essa razão, não será submetida nova versão, mas apenas sugestão de texto a seguir transcrita:

Submódulo 6.7

“50. O rateio mensal dos custos e energia será proporcional a carga mensal **dos agentes de consumo, apurada a partir do consumo total do agente de distribuição, acrescido ou deduzido dos ajustes definidos nas Regras de Comercialização, contabilizados pela CCEE.**

(...)

53. O fator de ajuste de mercado terá valor fixo e vigência anual e será obtido pela razão entre o mercado total de consumo da distribuidora, cativos e suprimento, excluída a parcela associada à Subclasse Residencial Baixa Renda, e **a carga mensal dos agentes de consumo, apurada a partir do consumo total do agente de distribuição, acrescido ou deduzido dos ajustes definidos nas Regras de Comercialização, contabilizados pela CCEE**, para uma referência anual, utilizando-se os dados mais recentes disponíveis do mercado das distribuidoras.

54. O fator de ajuste de agentes de distribuição integralmente supridos, não agentes da CCEE, será definido tendo por base a Energia Requerida, em substituição **à carga mensal**, devendo ser utilizado a partir de sua adesão à CCEE.”

172. Para fins de monitoramento da medida regulatória, destacam-se como variáveis centrais o Efeito Bruto da Geração Distribuída (EBGD), o Efeito da Geração Distribuída decorrente dos dados de medição direta (EGD₁), o Efeito da Geração Distribuída decorrente dos dados agregados da representação varejista simplificada (EGD₂) e o Efeito Total da Geração Distribuída (EGD), resultante da agregação dessas parcelas. Essas grandezas passarão a ser apuradas e registradas pela CCEE, permitindo acompanhar a evolução da inversão de fluxo contábil associada à MMGD e seus reflexos nos processos de contabilização.

173. Adicionalmente, a proposta prevê a apuração do Impacto Financeiro do Efeito da Geração Distribuída para envio à ANEEL, em caráter exclusivamente informativo, conforme novo Anexo III do Caderno de Regras 10 – Consolidação dos Resultados. Esse indicador corresponde à valoração do EGD ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), por perfil de distribuição, possibilitando o acompanhamento periódico dos efeitos econômicos do excesso de geração da MMGD sobre a contabilização das distribuidoras e fornecendo subsídios para análises regulatórias e tarifárias futuras.

174. A evolução dessas variáveis, especialmente em conjunto com a ocorrência de eventos de inversão de fluxo física na fronteira entre distribuição e transmissão, constitui insumo relevante para a avaliação contínua dos fenômenos associados à alta penetração da MMGD. Esses dados permitem acompanhar, de forma sistemática, os questionamentos estruturais já levantados nesta AIR, a saber:

- a) se é desejável, sob a lógica do mercado de energia, que a MMGD gere volumes superiores ao consumo do mercado regulado em determinados horários; e
- b) se é eficiente, sob a ótica das perdas elétricas e da vida útil dos ativos, permitir a inversão de fluxo física da distribuição para a transmissão.

175. Embora o objeto desta AIR seja estritamente o endereçamento dos efeitos da inversão de fluxo contábil, o monitoramento contínuo das variáveis mencionadas, bem como dos eventos de inversão de fluxo física (a serem avaliados oportunamente pela Agência), constituem importante insumo para a avaliação de questões estruturais mais amplas. Esses elementos poderão subsidiar, futuramente, medidas regulatórias adicionais voltadas à mitigação dos fenômenos físico e contábil associados à expansão da MMGD, tais como:

- (i) requisitos de controle, capacidade, flexibilidade e armazenamento de energia para acessantes dos sistemas de distribuição e transmissão, conforme disposição do § 2º do art. 9º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, introduzida pela nº Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025;
- (ii) o processo^[14] regulatório em curso na ANEEL sobre o aprimoramento do Módulo 3 do PRODIST para estabelecimento de requisitos de observabilidade, operabilidade e controlabilidade dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), com vistas a aprimorar a operação coordenada entre distribuição e transmissão;
- (iii) a aplicação automática de tarifa horária (Tarifa Branca) para os consumidores de baixa tensão com consumo elevado, objeto da Consulta Pública ANEEL nº 46/2025, como instrumento de sinalização econômica; e
- (iv) a valoração de custos e benefícios da MMGD, nos termos do art. 17 da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, e da Resolução CNPE nº 2, de 22 de abril de 2024, objeto da Tomada de Subsídios nº 23/2025.

176. A implementação da solução regulatória aqui proposta, portanto, deve ser acompanhada por um processo contínuo de monitoramento pela CCEE, que apura diretamente essas variáveis, e pela ANEEL, permitindo que a Agência identifique tempestivamente eventuais efeitos não antecipados, avalie a eficácia da intervenção e, se necessário, proponha ajustes adicionais para assegurar a neutralidade e a eficiência alocativa entre os agentes.

8 Alterações em regulamentos

177. A proposta requer a atualização do seguinte arcabouço normativo:

- **Regras de Comercialização:**

- Caderno de Regras 2 - Medição Contábil
- Caderno de Regras 5 - Contratos
- Caderno de Regras 6 - Balanço Energético
- Caderno de Regras 8 - Tratamento das Exposições
- Caderno de Regras 9 - Encargos
- Caderno de Regras 10 - Consolidação dos Resultados
- Caderno de Regras 13 - Penalidades de Energia
- Caderno de Regras 18 - Contratação de Energia de Reserva
- Caderno de Regras 19 – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD
- Caderno de Regras 20 - Votos e Contribuição Associativa

- **PRORET:**

- Submódulo 4.2 - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela “A”;
- Submódulo 4.3 – Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo;
- Submódulo 5.3 – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa;
- Submódulo 6.7 – Centrais de Geração Angra 1 e 2; e
- Submódulo 6.8 – Bandeiras Tarifárias.

9 Vigência

178. Diante dos impactos já identificados e da urgência no endereçamento da matéria, propõe-se que as novas regras entrem em vigor em 60 dias após a publicação do novo regulamento, de modo a conferir um prazo adequado para que a CCEE adeque seus procedimentos conforme as novas alterações contempladas nas Regras de Comercialização.

(Assinado digitalmente)

LÍVIA MARIA DE REZENDE RAGGI
Gerente de Regulação do Mercado de Energia Elétrica

FABIANO COSTA CAMILO

Coordenador Adjunto de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais

(Assinado digitalmente)

ROBSON KUHN YATSU
Gerente de Regulação e Tarifas de Distribuição

(Assinado digitalmente)

ANDRÉ VALTER FEIL
Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais

(Assinado digitalmente)

MARCELO HLEBETZ DE SOUZA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

MARCOS VENICIUS LEITE VASCONCELOS
Coordenador de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais

(Assinado digitalmente)

RENATO EDUARDO FARIAS DE SOUSA
Gerente de Distribuição

De acordo:

(Assinado digitalmente)

FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica

(Assinado digitalmente)

LEANDRO CAIXETA MOREIRA
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

(Assinado digitalmente)

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR
Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

[1] Energisa Mato Grosso – Distribuidora de Energia S.A., Energisa Mato Grosso do Sul – Distribuidora de Energia S.A., Energisa Paraíba – Distribuidora de Energia S.A., Energisa Sul-Sudeste – Distribuidora de Energia S.A., Energisa Rondônia – Distribuidora de Energia S.A., Energisa Sergipe – Distribuidora de Energia S.A., Energisa Tocantins – Distribuidora de Energia S.A., Energisa Minas Rio – Distribuidora de Energia S.A. e Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A.

[2] Documento SEI 0053771.

[3] Disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/governanca-regulatoria/agenda-regulatoria>

[4] Documento SEI 48500.010967/2026-32.

[5] Documento SEI 0447463.

[6] Geradores conectados em 138 kV, localizados em redes de distribuição unificadas cujo fluxo de potência de referência é de exportação para a Rede Básica.

[7] Importante destacar que atualmente não há impedimento normativo para que, mesmo no somatório mensal, a geração do SCEE supere o consumo do mercado cativo em uma distribuidora.

[8] D5documento SEI 48500.010967/2026-32.

[9] A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o PROINFA e estabeleceu, tanto para a primeira quanto para a segunda etapa do Programa, que os valores e custos associados à contratação sejam rateados **proporcionalmente ao consumo verificado**. A métrica legal de rateio é, portanto, o consumo de energia efetivamente verificado, utilizado para definir a participação relativa de cada agente na alocação das cotas do Programa.

[10] O art. 11-A da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, incluído pela Lei nº 15.235, de 8 de outubro de 2025, estabelece que, a partir de 1º de janeiro de 2026, os custos e a geração de Angra 1 e Angra 2 sejam rateados entre os usuários finais do SIN, incluindo os consumidores livres, **proporcionalmente ao consumo individual verificado**, mediante adicional tarifário específico.

[11] O § 10 do art. 1º da Lei nº 10.848, de 2004, determina que as Regras de Comercialização prevejam encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive dos serviços ancilares. Para a geração despachada fora da ordem de mérito por restrições de transmissão ou segurança energética, a lei estabelece sua alocação **nos consumidores**, admitida a diferenciação entre submercados.

O art. 59 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, reproduz a previsão de alocação aos consumidores dos custos associados à geração despachada fora da ordem de mérito por restrições de transmissão ou segurança energética, com possibilidade de diferenciação entre submercados. Para os autoprodutores, o parágrafo único adota expressamente como referência a **parcela do consumo líquido no SIN**, evidenciando o consumo líquido como métrica relevante para sua participação no encargo.

[12] O art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, determina que o EER seja cobrado com base na **proporção do consumo de energia elétrica**, acrescida da geração nos casos previstos na legislação. Com a redação dada pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, a lei também prevê que o critério de rateio considere, além dessa proporção, a contribuição do perfil de carga para a necessidade de contratação da reserva de capacidade, conforme regulamentação do poder concedente.

[13] Art. 158 (...) § 6º Para os casos previstos no inciso IV do § 1º, o valor máximo que poderá ser reconhecido como sobrecontratação involuntária dos agentes de distribuição, avaliado o máximo esforço, será o resultado calculado conforme os seguintes casos, acrescido de perdas da rede básica média contabilizada pela CCEE no ano base e abatido da compra de energia excedente de MIMGD no ano de referência:

I - para os consumidores que possuem medição de geração bruta, será considerado o montante total de geração realizada e aferido pelo agente de distribuição; e

II - para os demais consumidores, será considerado o montante total de geração estimado conforme cada tipo de fonte:

[14] 48500.002211/2026-10.



Documento assinado eletronicamente por **Livia Maria De Rezende Raggi, Especialista em Regulação**, em 16/10/2026, às 17:22, 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 16/10/2026, às 17:42, 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 Regulação e Tarifas de Distribuição**, em 16/10/2026, às 17:43, 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 Venícios Leite Vasconcelos, Coordenador(a) de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais**, em 16/10/2026, às 17:45, 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 **Felipe Alves Calabria, Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica**, em 16/10/2026, às 17:46, 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 **André Valter Feil, Coordenador(a) de Regulação e Tarifas de Encargos Setoriais**, em 16/10/2026, às 17:47, 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 16/10/2026, às 18:27, 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 **Marcelo Hlebetz De Souza, Líder de Projeto**, em 16/10/2026, às 20:18, 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 19/10/2026, às 10:30, 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 **Fabiano Costa Camilo, Coordenador(a) de Regulação e Tarifas de Encargos Setoriais**, em 19/10/2026, às 10:34, 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 **0485314** e o código CRC **64831E33**.

Referência: Processo nº 48500.010967/2026-32

SEI nº 0485314