



NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 13/2025-SGM-SCE-STD-STE-STR-SFT/ANEEL

Referência: 48500.904885/2020-63

Assunto: Fechamento da segunda fase da Consulta Pública nº 39/2023, que tratou da obtenção de subsídios para aprimoramento de minuta de Resolução Normativa sobre a regulamentação de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE).

I. DO OBJETIVO

1. O objetivo desta Nota Técnica é apresentar a avaliação das contribuições recebidas na segunda fase da Consulta Pública (CP) nº 39/2023 relativas à minuta de Resolução Normativa, para a regulamentação de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE).

II. DOS FATOS

2. Em 22 de setembro de 2020, por meio da Nota Técnica (NT) nº 094/2020-SRG/ANEEL, foi instaurada a Tomada de Subsídios (TS) nº 011/2020 com o objetivo de obter subsídios para a elaboração de propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro.

3. No período de 22 de setembro de 2020 a 1º de março de 2021, foram recebidas 651 respostas à TS 011/2020 de 36 participantes dentre empresas, associações e pessoas físicas.

4. Em 29 de novembro de 2022, por meio da Nota Técnica nº 137/2022-SRG/ANEEL^[1], foi realizada a consolidação das contribuições recebidas na Tomada de Subsídios nº 011/2020.

5. A Portaria ANEEL nº 6.793, de 6 de dezembro de 2022, alterada pela Portaria ANEEL nº 6.832, de 23 de maio de 2023, aprovou a Agenda Regulatória da Agência para o biênio 2022/2023, estabelecendo a realização de AIR em 2023 para a atividade regulatória "GER21-18 - Promover adequações regulatórias para inserção de sistemas de armazenamento, incluindo usinas reversíveis, no Sistema Interligado Nacional". Atualmente, esta atividade consta no item GER21-18 da Agenda Regulatória da ANEEL^[2] para o biênio 2025-2026

6. Em 27 de julho de 2023, por meio da Nota Técnica nº 61/2023-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL^[3], foi recomendada a abertura de Consulta Pública visando coletar subsídios para o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 1/2023-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL sobre a regulamentação para Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis.

7. Em 31 de julho de 2023, o Diretor Ricardo Lavorato Tili foi sorteado Diretor-Relator, e o processo foi a ele distribuído.

8. Em 17 de outubro de 2023, na 38ª Reunião Pública Ordinária de 2023, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu^[4] por instaurar a Consulta Pública nº 39 com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da regulamentação para o armazenamento de energia elétrica, incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis.

9. Em 19 de outubro de 2023, foi aberta^[5] a Consulta Pública - CP nº 39/2023, para recebimento das contribuições sobre o tema. A CP nº 39/2023 teve prazo de 60 dias para recebimento de contribuições, encerrado em 18 de dezembro de 2023.

10. Ao longo do ano de 2024, foi realizada a análise das contribuições recebidas, incluindo atividades relacionadas a reuniões e workshops que subsidiaram o aperfeiçoamento das soluções normativas originalmente propostas^[6].

11. Em 5 de dezembro de 2024, foi emitida a Nota Técnica n. 266/2024-SGM-SCE-STD-STE, que propunha o encerramento da primeira fase da CP n. 39/2023, com a respectiva análise das contribuições recebidas após a elaboração do relatório AIR, assim como a abertura de nova fase para tratar especificamente da proposta de Resolução Normativa para regulação do tema armazenamento de energia.

12. Em 10 de dezembro de 2024, na 46ª Reunião Pública da Diretoria Colegiada da ANEEL, a Diretoria decidiu instaurar 2ª Fase da Consulta Pública nº 39/2023, pelo prazo de 50 (cinquenta) dias, no período entre 12 de dezembro de 2024 a 30 de janeiro de 2025. Adicionalmente, a Diretoria também decidiu determinar que a STD incluísse atividades regulatórias para o tratamento da inserção de sistemas de armazenamento na transmissão, na distribuição e no consumo na próxima revisão da Agenda Regulatória da ANEEL – ciclo 2025/2026.

13. Em 19 de março de 2025, o Memorando Conjunto 1/2025-SGM-STD-SCE/ANEEL (SEI 0069651), que trata da análise da viabilidade jurídica de proposta normativa apresentada no âmbito da Consulta Pública 39/2023, voltada à regulamentação do SAE, em especial quanto ao seu enquadramento sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica, à cobrança de taxas e encargos legais e ao regime jurídico da outorga do Sistema de Armazenamento de Energia Hidráulico (SAEH), foi encaminhado à Procuradoria Federal junto à ANEEL.

14. Em 2 de junho de 2025, o Diretor Daniel Cardoso Danna foi sorteado Diretor-Relator, e o processo foi a ele redistribuído.

15. Em 3 de junho de 2025, foi emitido o Parecer n. 89/2025/PFANEEL/PGF/AGU em resposta ao Memorando Conjunto 1/2025-SGM-STD-SCE/ANEEL.

III. DA ANÁLISE**III.1 Visão geral das contribuições**

16. Na 2ª fase da CP 39/2023, participaram 70 contribuintes, os quais apresentaram 652 contribuições tanto por meio do formulário eletrônico *Microsoft Forms* disponibilizado durante o período da Consulta Pública, quanto por cartas recebidas via protocolo geral da ANEEL.

17. Tais contribuições apresentadas mediante o envio de Cartas foram incorporadas às demais contribuições recebidas via formulário eletrônico no Relatório de Análise de Contribuições (RAC), documento anexo a esta Nota Técnica. Os contribuintes que apresentaram cartas foram:

- o ABRADÉE
 - o ABRAGE
 - o ABRATE
 - o ABSOLAR
 - o Grupo CPFL
 - o Grupo Energisa
 - o ISA Energia
- o RENAI
 - o Eletrobras
 - o Elera Renováveis
 - o Rodrigo Luiz de Souza
 - o Stategrid

18. O formulário eletrônico foi composto por dez seções, assim descritas:

- I. Identificação;
- II. Conceitos;
- III. Outorga dos Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE);
- IV. Acesso a redes de transmissão por SAE;
- V. Propostas de aprimoramento da Resolução Normativa n. 1000/2021;
- VI. Redução tarifária no uso dos sistemas de transmissão e distribuição;
- VII. Comercialização e prestação de Serviços Ancilares;
- VIII. Aplicação de penalidade, fixação da TFSEE e aplicação de encargos;
- IX. Sugestão de temas para o próximo ciclo do *roadmap* regulatório; e
- X. Contribuição aberta.

19. Em relação às seções descritas acima, apresentamos a figura abaixo que detalha as contribuições recebidas em cada seção:

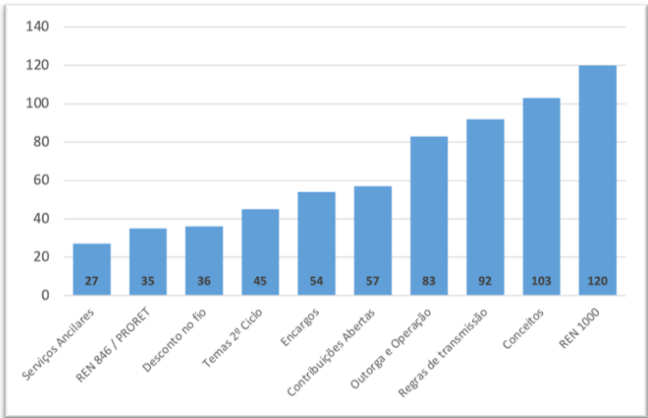


Figura 1: Distribuição por tema – Contribuições 2ª fase da CP nº 39/2023

20. O Quadro 1 lista os participantes da CP, classificados em segmentos/agrupamentos.

Quadro 1 – Participantes que enviaram contribuições na segunda fase da CP 39/2023.

Segmento	Qtde	Nome da entidade que representa
Associações de agentes ou consumidores do Setor Elétrico Brasileiro	14	ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias
		ABGD – Associação Brasileira de Geração Distribuída
		ABRADEE – Associação brasileira de distribuidores de energia
		ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
		ABRAGE - Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica
		ABRAGEL - Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa
		ABSAE - Associação Brasileira de Soluções de Armazenamento de Energia
		ABRAPCH - Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Centrais Geradoras Hidrelétricas
		ABRATE - Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica
		ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
		ABIAPE - Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia
		APINE - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
		COGEN – Associação da Indústria de Cogeração
		RENAI - Rede Nacional da Agricultura Irrigada
Consultorias	2	Bright Strategies
		G2A CONSULTORES
Consumidores de energia elétrica	9	Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCCEL
		Conselho de Consumidores da Companhia Paulista de Força e Luz - COCEN Paulista
		Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN Piratininga
		Conselho de Consumidores da Enel Ceará – CONERGE

Segmento	Qtde	Nome da entidade que representa
		CONSELHO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA DO PARÁ
		CONSELHO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA DE ALAGOAS
		ConEDPES - Conselho de Consumidores da Espírito Santo Distribuição de Energia
		CONSELHO DE CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA DE MATO GROSSO
		Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul – CONCEN
Comercialização de energia elétrica	1	MATRIX SERVICES CONSULTORIA E GESTÃO EM ENERGIA LTDA
Distribuição de energia elétrica	1	Energisa
Geração de energia elétrica	22	AES Brasil
		Atlas Renewable Energy
		ATHON ENERGIA - GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SOLAR
		Beijing Mingde Shengyuan Energy Storage Technology Co., Ltd. e Beijing HyperStrong Technology Co
		Casa dos Ventos
		Comerc Energia
		Costa Verde Energia Renovável S.A.
		CTG Brasil
		Echoenergia
		EDP RENOVÁVEIS
		Elera Renováveis
		Enel Brasil
		Eneva S.A.
		ENGIE Brasil Energia
		NEC Desenvolvimento de Projetos em Energia e Participações S.A.
		Prisma Proton Energia S.A.
		Recurrent Energy
		Serena Energia
		Statkraft Energias Renováveis S/A
		SPIC Brasil
		Voltaia
Transmissão de energia elétrica	2	CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
		Quantum Participações
Entidades do Setor Elétrico Brasileiro	2	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
		Operador Nacional do Sistema Elétrico
Instituições de pesquisa ou ensino	4	GESEL-UFRJ (Grupo de Estudos do Setor Elétrico, UFRJ)
		Instituto Acende Brasil
		INEL - Instituto Nacional de Energia Limpa
		Instituto de Energia e Ambiente (IEE-USP) e Escola de Engenharia (TCE-UFF)
Pessoas físicas ou grupos de pessoas físicas	6	Manoel Zaroni
		José Wanderley Marangon Lima
		Paulo Petrassi
		Rafael D'Ávila
		Wilson Ferreira Jr.
		Rodrigo Luiz de Souza
Outros	2	HUAWEI DO BRASIL
		Micropower Energia S.A.
Vários segmentos (Grupos econômicos)	5	CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
		COPEL
		ELETROBRAS
		Grupo CPFL Energia
		Neoenergia
TOTAL		70

21. A Figura 2 resume a quantidade de contribuições analisadas pelas equipes técnicas das superintendências da ANEEL envolvidas na regulação dos sistemas de armazenamento, divididas por tema:

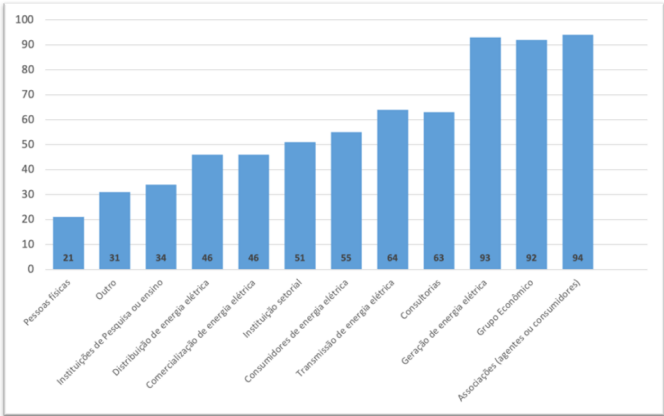


Figura 2 – Contribuições recebidas, por segmento, na segunda fase da CP 39/2023

22. A seguir encontra-se o Quadro 2 que demonstra o quantitativo de contribuições recebidas na segunda fase da Consulta Pública n. 39/2023, assim como a Figura 3. O detalhamento do aproveitamento dessas contribuições e as correspondentes justificativas podem ser consultadas no anexo.

Quadro 2 – Quantitativo de contribuições recebidas.					
Aproveitamento das contribuições	Aceita	Parcialmente aceita	Não aceita	Fora de escopo	TOTAL
Conceitos	21	36	44	2	103
Outorga e Operação	25	43	9	6	83
Regras de Transmissão	3	31	48	10	92
REN 1000	7	26	57	30	120
Desconto no fio	25	9	2	0	36
Encargos	7	45	1	1	54
Serviços Anciliares	11	9	4	3	27
REN 846	0	15	6	0	21
PRORET - TFSEE	1	8	5	0	14
2º Ciclo	23	20	1	1	45
Contribuições Abertas	8	16	9	24	57
TOTAL	131	258	186	77	652

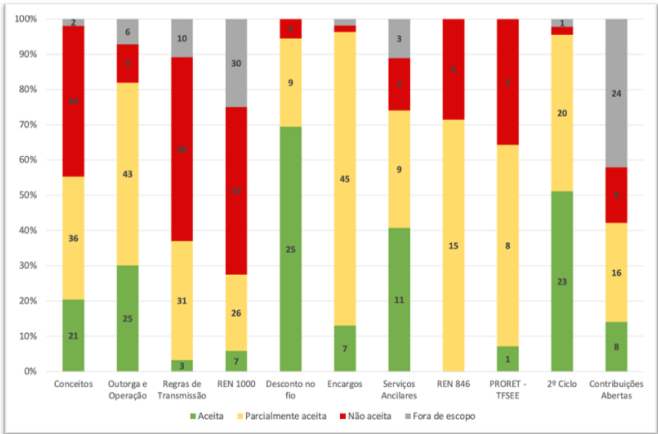


Figura 3 – Aceitação das contribuições recebidas na segunda fase da CP 39/2023.

III.2 – O problema regulatório identificado

23. A delimitação do problema regulatório a ser resolvido com a proposta de tratamento aos sistemas de armazenamento está detalhado no Relatório de AIR, que apresenta alternativas de solução acerca do:

- **PROBLEMA:** Impedimentos ou dificuldades na inserção de novas soluções de armazenamento em um contexto de transição energética no Brasil.

24. Para tratar o problema, foram concebidas as seguintes soluções, cada qual com algumas alternativas de tratamento (detalhadas no relatório de AIR), para as quais foram endereçados os encaminhamentos constantes da Nota Técnica n. 266/2024, que propôs a abertura da segunda fase da Consulta Pública n. 39/2023:

Soluções normativas - SN:	
Objetivo específico: Adaptar a regulação de acesso à rede pelas novas tecnologias de armazenamento	
Solução Normativa (AIR)	Encaminhamento (NT n. 266/2024)
SN1: Definição do MUST/D a ser contratado	Possibilidade de reduzir em até 15% do piso da faixa de potência contratada para o SAE colocalizado.
SN2: Definição da forma de contratação do uso da rede (CUST/D)	Contratação de uso da rede feita por meio de um único contrato para o SAE colocalizado.
SN3: Definição da tarifa de uso da rede a ser aplicada (TUST/D)	Maior EUST/D entre Consumo e Injeção é considerado predominante. Se o maior EUST/D não coincidir com o maior montante contratado, adiciona-se o EUST/D complementar.
Objetivo específico: Adaptar a regulação de outorgas às novas soluções de armazenamento de energia	
Solução Normativa (AIR)	Encaminhamento (NT n. 266/2024)
SN4: Definir modo de outorga para usinas reversíveis em ciclo fechado ou semifechado	Para novas outorgas, a proposta considerou apenas UHR em ciclo fechado. Outorga via Autorização, sem licitação, independentemente da potência instalada.
SN5: Definir modo de outorga para adição de unidades reversíveis em UHE ou PCH já existente	Possibilidade de adição de unidade reversível via alteração de características técnicas em empreendimentos existentes.
SN6: Criação e definição do modo de outorga para o agente Armazenador Autônomo	Exploração do empreendimento sob o regime de Produtor Independente de Energia Elétrica.
SN7: Definir modo de outorga para usina de geração com sistema de armazenamento	Há duas possibilidades: usina de geração com SAE colocalizado, em que o SAE compõe a outorga da central geradora (uma outorga) ou por associação (outorgas independentes).

Objetivo específico: Avaliar alternativas de estruturas remuneratórias para os sistemas de armazenamento de eletricidade

Solução Normativa (AIR)	Encaminhamento (NT n. 266/2024)
SN8: Aprimorar modo de remuneração que envolva sistemas de armazenamento	Possibilitar o empilhamento de receitas auferidas pela prestação de diferentes serviços pelo SAE.

25. Além das propostas de Soluções normativas, foram apresentadas propostas de **Soluções não normativas – SNN**, conforme detalhamento abaixo:

Objetivo específico: Adaptar a regulação de acesso à rede pelas novas tecnologias de armazenamento

SNN1: Divulgação de dados da regulação e de mercado no sistema elétrico brasileiro

Objetivo específico: Adaptar a regulação de outorgas às novas soluções de armazenamento de energia

SNN2: Incentivar projetos de pesquisa e projetos-piloto
SNN3: Aproximar equipes técnicas de referência

Objetivo específico: Avaliar alternativas de estruturas remuneratórias para os sistemas de armazenamento de eletricidade

SNN4: Ampliar o conhecimento sobre os sistemas de armazenamento de energia elétrica

Objetivo específico: Alinhar os agentes e entidades envolvidas às novas soluções de armazenamento de eletricidade

SNN5: Combinar agendas entre instituições e publicá-las

26. A Nota Técnica n. 266/2024 detalhou os principais aspectos do AIR e das contribuições recebidas, bem como apontou as soluções normativas e não normativas a serem adotadas, inclusive com alterações em relação à primeira proposta no AIR, além de apresentar as devidas justificativas. Também foram discutidos maiores detalhamentos no nível normativo e eventuais rebatimentos nos regulamentos subsequentes, tais como os Procedimentos de Rede do ONS e os Procedimentos e Regras de Comercialização da CCEE.

27. Além da análise constante da Nota Técnica n. 266/2024, também foram apresentados como Anexos a minuta de ato normativo e o Relatório da Análise de Contribuições – RAC da CP 39/2023.

III.3 – Roadmap Regulatório sobre armazenamento de energia

28. Conforme amplamente divulgado em notas técnicas anteriores sobre o tema Armazenamento de Energia, foi adotada a estratégia de divisão e priorização dos diversos temas e subtemas para serem regulados ao longo de um horizonte de tempo maior e mais adequado.

29. Essa divisão constitui um *Roadmap*, dividido em três ciclos, para orientação do escopo para debate e regulamentação dos diversos temas e subtemas do Armazenamento de energia elétrica.

30. A segunda fase da CP n. 39/2023 busca concluir as discussões do primeiro ciclo do *Roadmap*, conforme apresentado no quadro abaixo.

Quadro 3: Escopo do 1º ciclo do Roadmap

1º ciclo 2023 a 2025 Produtos: AIR, REN e RPO final	Armazenamento, com exceção das Usinas Hidroelétricas Reversíveis de ciclo aberto • Conceito: especificações e características; • Outorga: Armazenamento junto ao Gerador, Armazenamento independente, casos de dispensa de outorga; • Acesso e uso da rede: CUST/D, MUST/D, TUST/D; • Acesso à comercialização: cadastro, medições, e aspectos de contabilização e liquidação; • Eventuais ajustes para retirada de barreiras regulatórias: Serviços Ancilares, Leilões de Capacidade, Resposta da Demanda e Leilões Sistemas Isolados.
--	--

31. Em decorrência das discussões e contribuições acerca do armazenamento de energia, foi identificado que os demais ciclos do *roadmap* merecem adequações, dentre os quais, destaca-se a necessidade de inclusão do aprofundamento do debate sobre o tratamento regulatório a ser dado aos sistemas de armazenamento enquanto ativo de distribuição e ativo de transmissão.

32. Como exposto na Nota Técnica n. 266/2024, o primeiro ciclo cuidou da inserção de sistemas de armazenamento nas instalações de usuários da rede, que incluem consumidores e geradores, e propôs a criação de um novo tipo de usuário, denominado armazenador autônomo. No entanto, não havia indicativo nos ciclos seguintes do *roadmap* da inserção dos sistemas de armazenamento como equipamentos nos monopólios naturais (transmissão e distribuição). Por essas e outras razões, identificou-se a necessidade de revisão dos temas a serem abordados nos próximos ciclos, o que foi objetivo de item passível de contribuição na segunda fase da CP 39/2023.

33. Foram recebidas 45 contribuições na segunda fase da CP 39/2023 que manifestaram temas a serem priorizados no próximo ciclo do *roadmap* regulatório, conforme tabela abaixo:

Tabela 1 – Contribuições, por segmento, sobre temas a serem discutidos no próximo ciclo

Segmento	QTD
Associação de agentes ou consumidores do Setor Elétrico	7
Comercialização de energia elétrica	1
Consultoria	3
Consumidores de energia elétrica	9
Distribuição de energia elétrica	1
Geração de energia elétrica	11

Grupo Econômico	4
Instituições de pesquisa ou ensino	2
Outros	5
Transmissão de energia elétrica	2
Total	45

34. Diversas contribuições relevantes foram submetidas quanto à necessidade de priorização de alguns temas, como as adequações dos Procedimentos de Rede e das Regras de Comercialização, visando à integração dos SAEs. Costa Verde Energia Renovável, Casa dos Ventos, CTG Brasil, Recurrent Energy e Valtalia Energia do Brasil manifestaram esse entendimento.

35. Adicionalmente, foram recebidas contribuições sobre a necessidade de uma definição clara para o registro do SAE autônomo nas bases de dados do setor elétrico, sugerindo a utilização do Código Único de Geração (CEG) para tal fim. Os agentes que apresentaram contribuições desse tipo foram HUAWEI DO BRASIL, ABSAE, COGEN, ATHON ENERGIA, ABEEólica, Recurrent Energy, EDP, Micropower Energia S.A. e ABGD.

36. A possibilidade de remuneração pela prestação de serviços ancilares por centrais de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) também foi objeto de contribuição, com ênfase na adoção do modelo de empilhamento de receitas também para esse segmento. Argumentou-se que tal mecanismo não apenas otimizaria a rentabilidade desses ativos, mas também poderia atenuar desafios persistentes relacionados aos indicadores de qualidade técnica do serviço de distribuição (DEC e FEC) e contribuir para a redução das perdas técnicas nas redes das distribuidoras. Os agentes que contribuíram nesse sentido foram a COGEN, ATHON ENERGIA e ABGD.

37. As contribuições favoráveis à integração de SAE junto a MMGD também demonstraram a expectativa de que essa combinação possa otimizar o uso das redes, mitigar o risco de *curtailment*, reduzir a dependência dos reservatórios hidrelétricos e o acionamento de termelétricas de maior custo, resultando em uma diminuição do custo médio do MW para o consumidor. O tratamento específico do *curtailment* e do *constrained-off* para SAE autônomo e colocalizado também foi ressaltado como essencial.

38. Nesse contexto, a revisão do fator multiplicador TE Ponta / TE Fora ponta foi levantada como um ponto crucial para que o sinal locacional da geração da MMGD reflita de maneira mais precisa o despacho locacional deslocado no tempo, conforme contribuições dos agentes COGEN, ATHON ENERGIA e ABGD.

39. Em relação às Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), houve um apelo pela celeridade na abertura da Consulta Pública para discussão do 3º ciclo regulatório ainda em 2025. A justificativa reside no potencial intrínseco das UHR em oferecer benefícios abrangentes ao Sistema Interligado Nacional (SIN), alinhado à vocação natural do país para a exploração de recursos hídricos, tornando-as importantes aliadas na transição energética.

40. Particularmente em relação aos ciclos aberto e semifechado das UHR, foram levantadas questões sobre remunerações adicionais dos SAEs, inspiradas no modelo de negócios da Resposta da Demanda. A proposta de flexibilizar o uso das baterias, permitindo a operação tanto para atendimento às necessidades do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) com receita fixa, quanto para a captura de receita adicional por meio de arbitragem nos demais horários, demonstrou potencial para impulsionar o desenvolvimento desse mercado.

41. Outros pontos relevantes incluíram a definição sobre o pagamento dos encargos setoriais e do uso, a flexibilização na contratação dos montantes de uso, a definição da tarifa de uso aplicável ao SAE e a celeridade nas discussões sobre as Usinas Reversíveis para abranger modelos de negócio além do ciclo fechado.

42. Uma parcela significativa das contribuições convergiu para a importância de regular os SAE como ativos integrantes das redes de distribuição e transmissão, sendo necessário, segundo boa parte das sugestões, fundamentar tal tratamento em relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR). Os agentes que sugeriram tal assunto como prioritário foram COC ENERGIA E ENGENHARIA LTDA, HUAWEI DO BRASIL, ABSAE, ABEEólica, CEMIG, EDP, Micropower Energia S.A., além dos Conselhos de Consumidores de energia elétrica de Alagoas, Mato Grosso, Pará, Mato Grosso do Sul, de Poços de Caldas, da CPFL Paulista, da Enel-Ceará, da EDP-Espírito Santo e da CPFL Piratininga.

43. A visão do Sistema de Armazenamento como ativo de Distribuição e Transmissão ganhou força nas contribuições. No segmento de distribuição, o SAE foi reconhecido como um novo serviço com potencial de solucionar problemas relacionados à variabilidade da geração solar e eólica, proporcionando flexibilidade operativa, maior eficiência, confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia. Sua aplicação no atendimento a requisitos regulatórios, como o suprimento em contingência, a regulação de tensão e o gerenciamento do fluxo na rede, foi amplamente comentada.

44. Nesse sentido, a atualização do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) para incluir SAE, a revisão das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica na REN 905/2020 e a criação de um Banco de Preços para equipamentos de armazenamento foram considerados passos importantes. A utilização do SAE pelas distribuidoras, respaldada pela regulação existente no MCPSE e no Submódulo 2.3 dos PRORET, com alocação baseada em diagnósticos de rede e no atendimento aos indicadores de qualidade regulatórios (PRODIST), também foi mencionada.

45. A antecipação do detalhamento da regulamentação sobre o empilhamento de receitas, inicialmente previsto para o terceiro ciclo do *roadmap*, foi apontado como crucial para a transição energética, especialmente no contexto do SAE. A admissão do empilhamento de receitas de serviços em paralelo, como reserva de potência e entrega de energia, e em sequência, como entrega de energia e serviços ancilares, foi defendida como essencial para a viabilidade econômica dos projetos.

46. Diante da complexidade do tema, diversas contribuições convergiram na priorização da regulamentação de aspectos considerados urgentes para o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), como o leilão de reserva de capacidade de SAE, o regime de outorga para esses sistemas e as aplicações do SAE para a solução e mitigação do *curtailment*.

47. A avaliação dos impactos do armazenamento distribuído, mesmo que boa parte esteja relacionada a instalações *behind the meter*, foi considerada oportuna. Reconheceu-se o potencial do armazenamento distribuído para solucionar problemas existentes na geração distribuída, especialmente a solar, com a aplicação do empilhamento de receitas em atividades como arbitragem no mercado, participação em programas de resposta da demanda e suporte de tensão.

48. Questões relacionadas aos requisitos para o licenciamento ambiental de SAE também foram levantadas, com um apelo por celeridade no tratamento do tema. Na ausência de uma definição imediata, sugeriu-se que o assunto seja prioritário no próximo ciclo de debate, com a possibilidade de dispensa temporária da documentação de licenciamento ambiental para esses empreendimentos.

49. Por fim, foi sugerida a avaliação de regulamentação que permita a injeção de potência por unidades consumidoras, condicionada a equipamentos de comando e despacho remotos e à celebração de contratos de prestação de serviços ancilares, reserva de capacidade de potência ou acordos operativos.

50. Diante de tais contribuições, propõe-se uma revisão dos segundo e terceiro ciclo do *roadmap* regulatório para abarcar temas que o regulador também considera prioritários, como o tratamento regulatório do SAE para mitigação de *curtailment* e *constrained-off*; Usinas Hidrelétricas Reversíveis de ciclo aberto e determinados arranjos semiabertos, cuja análise foi postergada do primeiro para o segundo ciclo; e, também, dois temas já determinados pela diretoria da ANEEL quando da deliberação que resultou na abertura da segunda fase da Consulta Pública n. 39/2023, quais sejam, o tratamento dos Sistemas de Armazenamento como ativo de distribuição e transmissão e o SAE colocalizado associado a consumidores.

51. Desta forma, sugere-se a revisão para os próximos ciclos, conforme quadro a seguir:

Quadro 4 – Revisão dos ciclos 2 e 3 do *roadmap* regulatório

Ciclo	Conteúdo
2º ciclo	• Ajustes finais nas instruções de Armazenamento 1º Ciclo. Responsável: SGM.
	• Aprimoramentos nos Procedimentos de Rede, nos Procedimentos de Distribuição e nas Regras de Comercialização. Responsáveis: STD e SGM.
	• Usinas Hidrelétricas Reversíveis de ciclo semiaberto e aberto: • Estudo de inventário e questões de aproveitamento ótimo. Responsáveis: SCE e SGM.
	• Tratamento regulatório do SAE para mitigação de <i>curtailment</i> e <i>constrained-off</i> . Responsável: SGM.
	• Sistema de Armazenamento para prestação de serviço aos segmentos de Distribuição e Transmissão. Responsável: STD.
	• SAE associado a consumidores. Responsável: STD.
	• Avaliação sobre <i>Sandboxes</i> Regulatórios. Responsáveis: STE e SGM.
3º ciclo	• Ajustes finais nas instruções das Usinas Reversíveis de ciclo aberto. Responsáveis: SCE e SGM.
	• Aprimoramentos nos Procedimentos de Rede e nas Regras de Comercialização. Responsáveis: STD e SGM.
	• Agregadores dos serviços correlatos. Responsável: SGM; e
	• Simulação nos modelos computacionais: impactos na programação da operação e na formação de preço de curto prazo. Responsável: SGM.

52. Os temas indicados para os ciclos seguintes do *roadmap* regulatório poderão ser desdobrados em diferentes processos. Essa subdivisão tem como objetivo conferir maior celeridade ao tratamento dos diferentes aspectos relacionados ao desenvolvimento da regulação sobre os SAE, permitindo que temas específicos avancem de forma paralela, sem comprometer a coerência e a consistência do processo regulatório como um todo.

53. A princípio, a condução desses trabalhos será realizada sob a coordenação das superintendências identificadas no quadro acima, em articulação com as demais áreas técnicas da ANEEL e com os agentes do setor, assegurando a necessária transparência e alinhamento regulatório ao longo dos ciclos futuros.

III.4 Análise das contribuições relativas à outorga e à operação dos sistemas de armazenamento

54. A minuta de resolução normativa disponibilizada para consulta pública tratou das alterações na (i) Resolução Normativa nº 1.071, de 29 de agosto de 2023, que trata da obtenção de outorga de autorização para exploração e à alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas, Híbridas, e outras fontes alternativas; e na (ii) Resolução Normativa nº 1.029, de 25 de julho de 2022, que trata dos procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional de empreendimentos, com o objetivo de adaptar a regulação de outorgas às novas soluções de armazenamento de energia tanto ao Armazenador Autônomo, como aos SAEs colocalizados a consumidor ou a central geradora.

55. Tais propostas de alterações normativas desdobraram-se a partir das Soluções Normativas (SNs) propostas no relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR), objeto da primeira fase da Consulta Pública (CP) n. 39/2023.

56. Para a definição do modo de outorga para usinas reversíveis em ciclo fechado, objeto da SN4 do relatório AIR, foi escolhida a alternativa regulatória de outorgar, por meio de autorização, sem licitação, independentemente da sua potência instalada. Cabe ressaltar que a proposta para novas outorgas para usinas reversíveis em ciclo aberto e arranjos semiabertos que não sejam vinculados a usinas existentes foi postergada para análise em ciclos futuros do *roadmap* sobre armazenamento de energia, por terem sido identificadas dúvidas jurídicas quanto ao enquadramento de tais empreendimentos ao ótimo potencial hidráulico, nos termos do § 3º do art. 5º da Lei 9.074, de 1995, ou mesmo sobre o uso de potencial hidráulico natural dos recursos hídricos.

57. Também para novas outorgas, a SN6 buscou estabelecer regras para a criação e definição do modo de outorga para o agente Armazenador Autônomo (*stand-alone*). A alternativa regulatória escolhida foi a de emissão de outorga para exploração de SAE Autônomos, mediante autorização sob o regime de Produtor Independente de Energia (PIE), cuja competência se enquadra dentre aquelas listadas no art. 75-A do Decreto n. 5.163, de 2004.

58. Já para usinas existentes, a SN5 cuidou da definição do modo de outorga para adição de unidades reversíveis em UHE ou PCH que já tenham tido suas outorgas de implantação e exploração emitidas. Foi escolhida a alternativa que permite a inserção dessas unidades mediante instrução de alteração da outorga com vista a contemplar as novas características técnicas do empreendimento.

59. Por fim, a proposta que foi à segunda fase da Consulta Pública tratou da definição do modo de outorga para usina de geração com sistema de armazenamento, como, por exemplo, uma usina de fonte solar com um sistema de armazenamento fisicamente colocalizado, contemplando como proposta a possibilidade de *hibridização* entre duas tecnologias, sob a mesma outorga. Em tempo, também se apresentou a possibilidade de associação, tendo o SAE e a central geradora outorgas distintas.

60. Desta forma, os parágrafos a seguir detalham as contribuições recebidas para aprimoramento das regras relativas a outorgas que incluem sistemas de armazenamento, as quais foram objeto de 67 propostas. Além dessas contribuições, foram recebidas 103 contribuições sobre os conceitos propostos na REN n. 1.029/2022 e na REN n. 1.071/2023.

III.4.1 Análise das contribuições relativas aos conceitos propostos nas Resoluções Normativas n. 1.029/2022 e 1.071/2023.

III.4.1.1 Síntese da contribuição acerca da retirada de barreiras para implantação do SAE como ativos dos monopólios naturais.

61. Diversas contribuições destacaram a necessidade de se evitar a imposição de barreiras regulatórias à implantação de SAE no âmbito das atividades dos monopólios naturais — notadamente nos segmentos de distribuição e transmissão de energia elétrica, haja vista a proposta de **conceituação de sistemas de armazenamento estar apenas vinculada aos segmentos de geração e consumo**. Nesse sentido, agentes como ABRATE, ABSAE, Athon Energia, Abeeólica, Engie Brasil, Atlas Renewable, G2A Consultores, COPEL, Echoenergia, EDP, Elera Renováveis, ISA Energia, Micropower, Quantum Participações, Recurrent Energy, Casa dos Ventos e Gesel sugerem que a redação proposta para o artigo 8º-A — inicialmente vinculada à Resolução Normativa ANEEL nº 1.071/2023 (voltada à geração) — seja incorporada ao texto da minuta de norma sob análise nesta consulta pública.

62. Esse grupo de agentes defende que a atividade de armazenamento não deve estar rigidamente vinculada a apenas um segmento do setor, dada sua característica transversal e sua aplicabilidade em diferentes contextos técnicos e regulatórios. A proposta visa permitir que os agentes já outorgados para geração, transmissão, distribuição ou comercialização possam implantar SAE dentro do escopo de sua atividade original, mediante autorização vinculada à outorga já existente. Isso eliminaria a necessidade de novos contratos de conexão, por exemplo, no caso de transmissoras, promovendo maior eficiência e celeridade nos processos de autorização e instalação dos sistemas de armazenamento.

63. Contribuição complementar do Professor José Marangon reforça a ideia de que a outorga para agentes armazenadores autônomos deve considerar claramente a função exercida pelo SAE. Caso este se configure como ativo de transmissão, sua operação deverá se restringir à disponibilização ao ONS, à semelhança dos demais equipamentos vinculados a esse segmento. Por outro lado, no caso de SAE autônomo com operação multifuncional e com empilhamento de receitas, o agente deverá obter autorização específica e realizar adesão à CCEE. No caso de empreendimentos geradores com SAE colocalizado, o professor manifesta concordância com a proposta da Nota Técnica nº 266/2024, segundo a qual seria suficiente apenas alterar as características técnicas da outorga já existente, sem a necessidade de emissão de nova autorização.

64. O Gesel defendeu que o SAE, por suas características, pode se integrar ou se associar a diversos elementos na cadeia da indústria elétrica, de modo que o conceito proposto para o Módulo I das Regras de Transmissão, mais abrangente, está aderente a esse atributo do SAE. No entanto, o Grupo de estudos entende que o conceito proposto para o art. 3º, IX, da REN 1.071/2023 acabou restringindo o conceito ao SAE autônomo ou colocalizado (integrado a consumidores ou a geradores). Dessa forma, propõe-se que os conceitos sejam uniformizados para que a REN 1.071/2023 utilize o conceito mais abrangente proposto para o Módulo I das Regras de transmissão: "conjunto de equipamentos, dispositivos e tecnologias que utilizam energia elétrica para armazenamento de energia em qualquer meio, para posterior consumo, injeção na rede ou prestação de serviços ao sistema elétrico".

65. Em linha com os argumentos mencionados acima, a ABSAE e a Micropower destacaram a importância de ajustes redacionais na Resolução Normativa nº 1.071/2023, com o objetivo de remover ambiguidades e lacunas regulatórias que possam dificultar a autorização de SAE autônomos e SAE colocalizados. Essas entidades defendem que a norma deve assegurar clareza quanto à possibilidade de associação entre tecnologias de geração e armazenamento, ao mesmo tempo em que não crie barreiras à futura incorporação dos SAE aos serviços de distribuição e transmissão, respeitando o dinamismo tecnológico do setor.

III.4.1.2 Análise e conclusão do item acima

66. Sobre esse ponto, destaca-se que eventuais aprimoramentos para o tratamento de ativos de armazenamento nos segmentos de distribuição e transmissão será abordada no segundo ciclo do *roadmap* regulatório, previsto para ocorrer em 2026. No presente ciclo, a solução regulatória limita-se a autorizar o SAE autônomo a operar sob o regime de produção independente de energia.

67. Cabe destacar que ativos de armazenamento já podem ser adotados nos sistemas de transmissão e distribuição. Destaca-se que o planejamento da transmissão e da distribuição devem buscar atender os usuários com o menor custo, sendo que toda e qualquer solução tecnológica deve ser avaliada, não se restringindo apenas a ativos de armazenamento. Pelo contrário, não há, por exemplo, disposição em que se determine que uma ampliação da capacidade do sistema deve ser feita via linhas de transmissão, por exemplo, em detrimento de outras opções.

68. O argumento acima foi inclusive destacado quando da aprovação da solução de armazenamento autorizada na Subestação Registro 138 kV, sob responsabilidade da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – ISA CTEEP (Processo 48500.004306/2021-63). Na deliberação, a Diretoria Colegiada da ANEEL concluiu que a instalação de baterias, com o objetivo de aumentar a capacidade de transmissão, pode ser considerada um reforço, conforme trecho destacado:

[...]

24. Não vislumbro impedimento, legal ou normativo, a que esta condição acompanhe o reforço nos processos tarifários, de tal sorte que este ponto também não deve representar quaisquer óbices à condução que ora se apresenta. Assim, também sob este aspecto, concluo que a proposta está em condições de ser deliberada.

25. Por fim, faço referência ao ineditismo da alternativa proposta, não apenas quanto a sua instrução por meio de reforço, mas como solução de engenharia não convencional. Destaca o Diretor Relator, em seu voto condutor, que o presente processo “traz consigo anos de estudo e aplicação de recursos de Pesquisa e Desenvolvimento, o que em valores históricos apontam para R\$ 406 milhões”.

26. Sobre este ponto, a Procuradoria Federal, em seu Parecer, bem observa que “O fato de se ter a inovadora e inédita instalação de baterias não desnatura a função de reforço da capacidade de transmissão; em verdade, apenas exige dilatação da compreensão até então existente de que as intervenções seriam realizadas com equipamentos clássicos utilizados em redes de transmissão (fios, postes, transformadores, etc.)”

27. Por todo o exposto, concluo pela viabilidade e necessidade de emissão de Resolução que autoriza a ISA CTEEP a implantar, na SE Registro, os reforços em tela.

[...]

69. Dessa forma, com base no trecho destacado, a ANEEL concluiu que as baterias, quando instaladas com o objetivo de aumentar a capacidade de transmissão, podem ser classificadas como Reforço. Além disso, o Voto mencionado indica que, até que sejam estabelecidos os pressupostos normativos, a regulamentação vigente pode ser utilizada sem prejuízo. Assim, o que se avaliará no próximo ciclo é a existência de eventuais barreiras a serem removidas ou aprimoramentos necessários para sua adoção.

III.4.1.3 Necessidade de complementação de conceito.

70. Em atenção à REN 1.029, de 2022, verificou-se necessário estabelecer os conceitos:

VIII - potência instalada: capacidade bruta (kW) que determina o porte da central geradora para fins de outorga, regulação e fiscalização, definida pelo somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras principais, das unidades geradoras reversíveis ou das unidades armazenadoras de energia da central;

VIII-A -potência instalada do Sistema de Armazenamento de Energia: valor definido pelo somatório da potência das unidades armazenadoras de energia, da seguinte forma:

a) no caso de armazenamento por baterias: definido pelo somatório da potência máxima de carga e descarga de cada uma das unidades armazenadoras de energia; e

b) no caso de usina hidrelétrica reversível de ciclo fechado: valor equivalente à potência instalada, prevista no inciso VIII;

XI-A - unidade geradora reversível: unidade geradora hidrelétrica com capacidade de reversão de fluxo para armazenamento de água em reservatório superior;

XI-B - unidade de bombeamento: unidade destinada exclusivamente ao armazenamento de água no reservatório superior, cuja capacidade instalada não é considerada na potência instalada da central geradora;

XIII-A - unidade armazenadora de energia: células de baterias conectadas a um inversor ou conversor bidirecional, de modo que o número de unidades armazenadoras do sistema de armazenamento de energia seja igual ao número de inversores ou conversores que nela operam;

.....

XVII – potência máxima de carga e descarga: máxima potência nominal elétrica, em kW (quilowatt), respeitadas eventuais limitações técnicas, que uma unidade armazenadora de energia pode fornecer durante a descarga, ou armazenar durante a recarga;

XVIII – Capacidade máxima de armazenamento: quantidade total de energia que um sistema de armazenamento de energia pode armazenar, medida em kWh;” (NR)

[...]

71. Tais conceitos padronizam as principais grandezas que definem tecnicamente o porte desses empreendimentos, além de auxiliar o processo de outorga. Em resumo, foi definida a unidade armazenadora, de forma semelhante à definição de unidade geradora. Adicionalmente, foi definida a potência máxima de carga ou descarga como a potência instalada do empreendimento. Por fim, por se tratar de armazenamento de energia, verificou-se necessário definir a quantidade de energia máxima armazenada pela central, medida em kWh. Tais valores são declarados pelo projetista do empreendimento, sendo registrados nos atos autorizativos na forma do art. 21-A da REN 1.029, de 2022.

72. No caso das usinas hidrelétricas, define-se a unidade geradora reversível como aquela composta por máquinas capazes de operar em ambas as direções, funcionando tanto como máquina motriz que aciona um gerador quanto, de modo inverso, recebendo potência de eixo de um motor elétrico para bombear água. Essas unidades integram a capacidade instalada da usina, pois podem fornecer potência e energia juntamente com as demais unidades geradoras.

73. Já as unidades destinadas exclusivamente ao bombeamento de água não são contabilizadas na capacidade instalada da usina, sendo apenas registradas no ato autorizativo, conforme o procedimento utilizado para unidades de contingência.

III.4.1.4 Contribuições e análise a respeito do SAE Autônomo, colocalização e associação

74. Outro conjunto de contribuições concentrou-se na regulamentação da congregação de ativos entre SAE e centrais geradoras, tanto do ponto de vista da colocalização e associação tecnológica quanto da adequação dos procedimentos de outorga.

75. Neste sentido, ABIAPE, Eneva, Valtalia Energia do Brasil e Statkraft endossaram a proposta constante na Nota Técnica nº 266/2024, que prevê maior flexibilidade regulatória para a outorga de SAE colocalizado com centrais geradoras. A proposta sugere que o agente possa escolher entre a emissão de uma nova outorga ou a simples alteração das características técnicas da outorga da central geradora já existente. Outro ponto importante defendido por essas entidades é que, mesmo nos casos em que o agente opte pela outorga independente do SAE, deve-se manter o tratamento regulatório de colocalização, com a preservação do direito de absorção de potência da central geradora associada.

76. Sobre esse ponto, vale destacar que o SAE colocalizado deve estar na mesma outorga de geração, sendo considerado uma alteração de característica técnica. Caso seja uma outorga separada, trata-se de um SAE autônomo. Além disso, entende-se que é possível associar uma outorga de SAE Autônomo com uma central geradora, desde que atendidas as condições para a associação. A medição deve ser separada por outorga, não podendo haver carregamento do SAE Autônomo **diretamente** da central geradora – ou seja, o carregamento do SAE Autônomo deve se dar por meio de compra de energia.

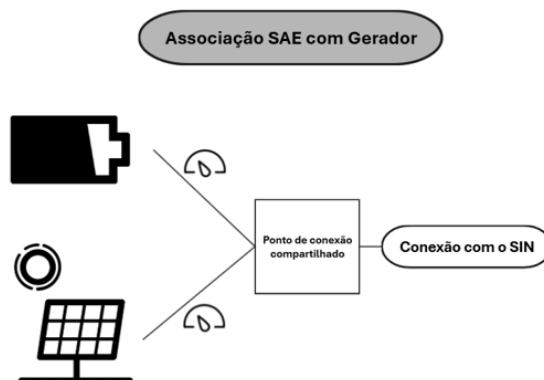


Figura 4 - Associação de SAE com central geradora

77. Nessa configuração, a medição de energia deve ser individualizada por outorga, sendo vedada a conexão direta entre a central geradora e o SAE outorgado de forma autônoma.

78. Sobre esse ponto, é relevante destacar precedentes em que a ANEEL indeferiu pedidos de estabelecimento de rede exclusiva para atendimento de cargas entre diferentes usinas. Exemplos incluem os Despachos nº 1.334, de 14 de junho de 2018; nº 1.913, de 22 de junho de 2018; e nº 1.622, de 21 de junho de 2022. A fundamentação adotada à época, conforme a Nota Técnica nº 91/2018-SEM/ANEEL, de 14 de junho de 2018, esclarece:

[...]

20. O pleito em análise é para que seja permitida a transferência de energia entre as UTEs Santa Cândida I e Santa Cândida II para atendimento do consumo das unidades industriais e instalações auxiliares conectadas nos barramentos destas duas usinas no período de entressafra. Ou seja, para que uma usina atenda a carga própria da outra usina. Portanto, não há semelhança deste caso com o assunto decidido no Despacho nº 2.163/2013.

21. Conforme art. 1º do decreto 5163, de 2004 e art. 23 do Decreto 2003/1996, cargas na condição de cativas são atendidas pelas distribuidoras. Já aquelas que se enquadrem nos arts. 15 e 16 da Lei 9.074/1995 podem escolher livremente o seu fornecedor. As cargas próprias de centrais geradoras são atendidas pela própria central geradora, bem como aquelas vinculadas a autoprodutores. Existem ainda cargas conectadas diretamente à central geradora, que se enquadrem no § 1º do art. 34 da REN nº 506/2012, que podem ser atendidas pela central geradora. Neste último caso o gerador deve fazer um contrato de uso permanente ou de Reserva de Capacidade (CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição) e um contrato de energia para garantir o atendimento da carga em situações de interrupções ou reduções temporárias na geração ou paradas para manutenções programadas, conforme art. 51 da REN nº 506/2012.[...]

24. Em suma, carga própria de gerador deve ser atendida pelo próprio gerador, sendo que nos períodos de indisponibilidade da geração, a critério do gerador, pode ser atendida por uma das formas regularmente previstas. Portanto, não há previsão normativa para que a carga própria de um gerador seja atendida por outro gerador.

25. Importante frisar que a carga própria da usina que estiver parada no período de entressafra pode permanecer sendo atendida, assim como informado pelas Requerentes, pela própria distribuidora local. Alternativamente, caso seja mantida a interligação por meio de circuito exclusivo de 13,8 kV, as UTEs podem

atender às cargas, via contratação de energia elétrica, desde que a CCEE proceda à modelagem das UTEs Santa Cândida I e Santa Cândida II de forma que quando houver energia fluindo entre as duas usinas, por meio do circuito exclusivo de 13,8 kV, essa seja contabilizada como energia injetada e/ou consumida da rede, para fins comerciais e de apuração do limite de potência injetada para que possam fazer jus ao desconto na TUSD[...]

79. Diante dessa discussão preliminar, entende-se que o SAE, se outorgado de forma autônoma e associado a uma central geradora, deve observar regras de contabilização e liquidação aplicáveis à comercialização de energia. A interação entre geradora e armazenador, diferentemente da colocação, deve ocorrer de forma indireta, com medições separadas e contratos formalizados, assegurando a rastreabilidade da energia e sua correta contabilização.

80. Para fins de esclarecimento conceitual, a *hibridização* entre geradoras e SAE não apresenta necessidade regulatória, pois essa configuração é idêntica à colocação, na qual a geradora aumenta sua capacidade instalada ao adicionar unidades de armazenamento. Assim, não há necessidade de dois tratamentos regulatórios para a mesma situação, de modo que a *hibridização* deve ocorrer somente entre centrais geradoras, enquanto a adição de sistemas de armazenamento a um empreendimento de geração será pela forma de colocação.

81. Em relação ao Despacho de Registro do Requerimento de Outorga (DRO), verifica-se por oportuno possibilitar a sua emissão para o SAE. O DRO tem por finalidade facilitar a obtenção de licenças ambientais, eventuais exigências demandadas por outros órgãos públicos ou agentes financiadores, além de sinalizar publicamente a intenção de implantação de um empreendimento em determinado local. Dessa forma, não se vê óbices em permitir que o DRO também passe a abarcar projetos de SAE.

82. Em relação à REN 1.071, de 2023, verifica-se também oportuno incluir conceitos sobre possibilidades de adoção de novas soluções para sistemas de armazenamento de energia. Recomenda-se denominar de “agente armazenador autônomo” toda outorga de autorização emitida com a finalidade de armazenamento de energia, absorvendo potência elétrica integralmente da rede para posterior injeção, de modo a viabilizar a prestação de serviços elétricos. A energia elétrica fornecida pela rede poderá servir para recarga de baterias ou para o enchimento do reservatório superior da usina reversível.

83. A figura a seguir traz ilustração, cujos conceitos serão desdobrados ao longo desta nota técnica.

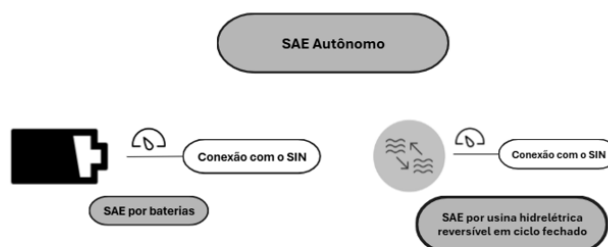


Figura 5 - SAE autônomo

84. Como se observa, a outorga de autorização para o SAE autônomo será emitida tanto para o caso de armazenamento com bateria, quanto para usinas hidrelétricas reversíveis em ciclo fechado. O principal ponto que caracteriza essas outorgas é o fato de o armazenamento da energia se dar exclusivamente pela energia proveniente do SIN. Além disso, a norma deve permitir a autorização de novas formas de armazenamento.

85. Adicionalmente, no caso de haver adoção de baterias por uma central geradora, propõe-se que esse SAE seja denominado de colocação. Diferente dos agentes armazenadores autônomos, as usinas com SAE colocados podem optar por recarregar as unidades de armazenamento pela energia provida de suas unidades geradoras, ou pela rede em que estão conectados.

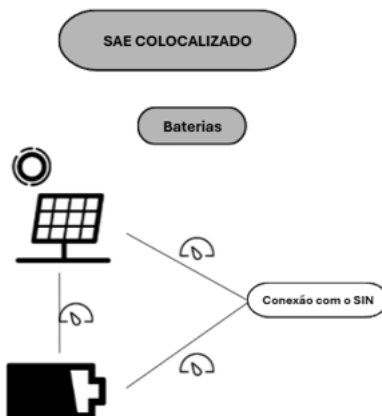


Figura 6 - SAE Colocalizado

86. Como ilustrado na figura 6, o SAE colocalizado é definido por outorgas de geração que incorporaram sistemas de armazenamento de energia. Diferente de um reservatório convencional de uma usina hidrelétrica, ou do estoque de combustível de usinas termelétricas, os sistemas de armazenamento objetos desta regulamentação tratam de sistemas que agregam potência, nas soluções colocalizadas, a ativos de geração. Tanto as unidades geradoras reversíveis quanto as baterias podem injetar potência na rede concomitante as demais unidades geradoras da usina. Dessa forma, verificou-se pela necessidade de tratar esses sistemas da mesma forma como se trata da adição de capacidade instalada de uma geradora, ou uma outorga de autorização, em caso de agente autônomo. No caso de acréscimo de baterias, o acréscimo de capacidade instalada será tratado como colocação, no caso de acréscimo de unidades reversíveis em usinas hidrelétricas, esse tema será tratado como alteração de característica técnica.

87. Nesse contexto, a inclusão de unidades de armazenamento será tratada como alteração de características técnicas da outorga. Alternativamente, no caso de uma nova outorga, a requerente deverá submeter a documentação técnica referente tanto à central geradora quanto ao sistema de armazenamento. Os sistemas de armazenamento de energia serão objeto de Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG). O CEG é formado pelos seguintes grupos de dados:

GGG.FF.UF.999999-D.VV

Em que:

Quadro 5 - Dados para formação do CEG

GGG	FF	UF	999.999	D	VV
Tipo de geração	Fonte de energia	Unidade Federativa principal	Núcleo	Dígito verificador	versão

88. Para os sistemas de armazenamento, propõe-se a seguinte formação de grupo de dados:

CEG para SAE por baterias: SAE.BT.UF.NNNNNN-N.DD

CEG para SAE por usina hidrelétrica reversível de ciclo fechado: SAE.RF.UF.NNNNNN-N.DD

Quadro 6 - Proposta de CEG para sistemas de armazenamento

Origem	Tipo	FN 1	FF	FN 2
Sistema de Armazenamento de Energia	SAE	Bateria	BT	Lítio-ion
Sistema de Armazenamento de Energia	SAE	Bateria	BT	Chumbo-ácido
Sistema de Armazenamento de Energia	SAE	Bateria	BT	Fluxo Redox
Sistema de Armazenamento de Energia	SAE	Bateria	BT	Sódio-Enxofre
Sistema de Armazenamento de Energia	SAE	Usina Reversível em ciclo fechado	RF	Não se aplica

89. No caso de SAE colocalizado, sugere-se adoção de CEG Agregador, para fins de registro do SAE nos bancos de dados da ANEEL. Dessa forma, as usinas que passarem a adotar sistemas de armazenamento de energia passarão a ser objeto de dois CEG, um referente a central geradora, e outra referente ao sistema de armazenamento.

Quadro 7 - Formação de CEG para Central Geradora com SAE Colocalizado - USC

Descrição	CEG SAE Colocalizado
Agregador	USC.NNNNNN-N
Geradora	EOL.CV.UF.NNNNNN-N.DD
Sistema de Armazenamento	SAE.BT.UF.NNNNNN-N.DD

90. Em caso de uma usina híbrida optar por colocalização, a formação de CEG dependerá de agregador diferenciado, nesse caso, recomenda-se adotar a sigla UHC, referente à Usina Híbrida acrescida de SAE Colocalizado.

Quadro 8 - Formação de CEG para Central Geradora Híbrida com SAE Colocalizado

Descrição	CEG SAE Colocalizado
Agregador	UHC.NNNNNN-N
Geradora (1)	UFV.RS.UF.NNNNNN-N.DD
Geradora (2)	EOL.CV.UF.NNNNNN-N.DD
Sistema de Armazenamento	SAE.BT.UF.NNNNNN-N.DD

91. Vale destacar que a sigla UHC prevista nesta Nota Técnica constará dos sistemas da ANEEL, mas não será incorporada na Resolução Normativa nesse momento, pois não se vislumbra ampla adoção desse modelo de outorga. Caso os pedidos de outorga de empreendimentos híbridos acrescidos de SAE colocalizados passem a ser recorrentes, sugere-se incluir essa sigla no texto normativo.

92. No caso de usinas hidrelétricas acrescidas de unidades reversíveis, sugere-se a formação do CEG, da seguinte maneira:

Quadro 9 - Formação de CEG para usinas hidrelétricas com unidades reversíveis

Origem	Tipo	FN 1	FF	FN 2
Pequena Central Hidrelétrica	PCH	Potencial Hidráulico	PH	Unidades reversíveis
Usina Hidrelétrica	UHE	Potencial Hidráulico	PH	Unidades reversíveis
Central Geradora Hidrelétrica	CGH	Potencial Hidráulico	PH	Unidades reversíveis

93. Além disso, propõe-se a exigência de critérios e documentos específicos na fase de outorga para sistemas de armazenamento de energia elétrica. Isso visa assegurar que os projetos atendam a uma padronização regulatória mínima. Para sistemas de armazenamento por baterias, é necessário apresentar o arranjo geral do empreendimento e um estudo sobre a estimativa de injeção anual de energia elétrica, assegurando que a capacidade do sistema seja adequadamente avaliada.

94. Para usinas hidrelétricas reversíveis, sejam as de ciclo fechado ou aquelas que acrescentem unidades com capacidade de reversibilidade em usinas já existentes, além do arranjo geral, é exigida a outorga de uso dos recursos hídricos, no que couber, e um estudo similar de injeção anual de energia elétrica. Esses documentos garantem que o uso da água seja regulamentado e sustentável.

95. Sugere-se, ainda, a exigência de documentos adicionais – na mesma forma como são instruídas as outorgas de geração –, como a licença ambiental e contratos de uso do sistema de transmissão ou distribuição, visto que são necessários para formalizar o acesso à rede elétrica e assegurar a conformidade ambiental. O sumário executivo e a declaração de atendimento consolidam todas as informações, garantindo que os requisitos foram cumpridos para a emissão da outorga.

96. Assim, propõe-se que a regulamentação proposta inclua conceitos claros sobre a adoção de sistemas de armazenamento de energia, diferenciando entre agentes armazenadores autônomos e sistemas colocalizados. Além disso, propõe-se a criação de CEG específico para esses sistemas, que permitirá uma melhor organização e controle das unidades de armazenamento de energia

III.4.2 Análise das demais contribuições relativas a outorgas.

97. Nesta seção, apresenta-se a sistematização das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública referente à definição dos critérios e procedimentos para a concessão de outorgas a empreendimentos de armazenamento de energia. A análise contempla os casos de empreendimentos com baterias estacionárias, sistemas hidráulicos em ciclo fechado e com instalação de soluções reversíveis em hidrelétricas existentes, quanto os arranjos em que o SAE é colocalizado a centrais geradoras já existentes ou em arranjos associados.

III.4.2.1 Síntese e análise das contribuições relativas ao modelo de outorga proposto.

98. O texto normativo objeto do debate na segunda fase da CP n. 39/2023 propõe que a outorga para prestação de serviço na forma de um SAE Autônomo deva ser objeto de uma outorga de geração, cuja energia injetada será comercializada sob o regime de **Produção Independente de Energia Elétrica**. Ainda que possa ser alegado que um sistema de armazenamento não gera energia elétrica *per se*, mas apenas absorve potência para reinjeção em um momento futuro, conclui-se pela proposta de outorgar os ativos de armazenamento autônomo nessa configuração similar à de geração uma vez que os serviços que serão explorados pelos agentes são análogos aos de geradores, bem como existem questões de similaridade de tratamento regulatório a que o SAE Autônomo estaria sujeito com PIE.

99. Como exemplo das referidas semelhanças regulatórias, podemos citar: assim como o gerador, o SAE Autônomo necessita de acesso físico às redes de transmissão e distribuição, sendo desejável se prever a possibilidade de que sejam autorizadas instalações de interesse restrito para a sua conexão; para acesso e conexão aos sistemas, deverá firmar contratos de uso para utilização do sistema, e de conexão para acesso às instalações; torna-se necessário também estabelecer

a contratação do uso da rede pelo SAE Autônomo; a esse uso da rede feito pelo SAE Autônomo deve-se aplicar uma tarifa para devida remuneração dos sistemas de transmissão ou distribuição.

100. Além disso, diante da versatilidade dos Sistemas de Armazenamento, a sua atuação não se limitaria à compra e venda de energia (o que ocorre com os agentes comercializadores). Por esse motivo, a proposta de texto normativo contempla, por exemplo, a possibilidade de o SAE prestar serviços ancilares, serviços de capacidade de potência, serviços de energia, justamente porque o SAE ofereceria tais serviços à rede por meio de seu ativo físico, assim como os geradores.

101. Outro ponto em que o SAE autônomo se assemelha aos geradores, é o fato que ambos convertem um tipo de energia em outra, se diferenciando, contudo, no seguinte quesito: o SAE converte energia elétrica em química, em térmica ou em energia hidráulica potencial, para posteriormente realizar nova conversão em energia elétrica e injetá-la na rede; enquanto os geradores convertem uma fonte primária de energia em energia elétrica. Ou seja, enquanto os geradores utilizam uma fonte primária como insumo para produção e injeção de energia no sistema, o SAE Autônomo utiliza uma energia elétrica gerada no sistema elétrico como insumo para exercer suas atividades.

102. Tais características, as quais estão relacionadas a questões físicas dos ativos, permitiram a formulação da proposta que consta da CP n. 39/2023 de dar tratamento regulatório análogo ao que é concedido aos geradores.

103. Naturalmente, há visões distintas, que expressam o entendimento de o SAE Autônomo está, para fins regulatórios, mais próximo a um agente comercializador do que a um gerador. Como ilustração desse entendimento, citamos abaixo a contribuição do Grupo de Estudos do Setor Elétrico – Gesel, recebido na segunda fase da CP n. 39/2023:

(...) o regime proposto para o SAE Autônomo como subespécie de PIE demanda reflexões, uma vez que, por suas características, o SAE autônomo não produz energia e tem balanço energético negativo (consome mais energia elétrica do que injeta, em razão de perdas no processo de armazenamento). Pelo art. 11 da Lei 9.074/1995, considera-se PIE o agente que recebe "concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco". Veja-se que o PIE é um comercializador que produz a própria energia que irá comercializar, o que dificulta o enquadramento do SAE no conceito. Por essas dificuldades de enquadramento do SAE autônomo como PIE, a aprovação do conceito proposto pode resultar em questionamentos futuros, até porque o PIE se sujeita a encargos, como TFSE e P&D, os quais, se cumulados com os encargos de consumo, podem até mesmo inviabilizar o SAE, caso prevaleça a proposta de recolhimento dos encargos pelo consumo bruto.

(...) caso a ANEEL opte pela simplificação e utilização de figuras existentes, reputamos mais apropriado regular a outorga do SAE Autônomo sob a figura ou como subespécie de agente comercializador, nos termos do art. 26, II, da Lei 9427/1996, competência delegada à ANEEL pelo art. 75-A do Decreto 5.163/2004. Entende-se que a figura de agente comercializador seria mais apropriada para exercer a atividade de gestão do balanço de energia e de lastro do SAE Autônomo, típica do comercializador de energia.

Vale destacar, inclusive, que o art. 15, §6º, da Lei 9074/1995 assegura o livre acesso aos sistemas de T e D aos "fornecedores" e consumidores, não se limitando à figura do PIE, podendo abranger também o comercializador. Da mesma forma, o Decreto 5597/2005 não utiliza a figura do PIE, mas de "agente", para caracterizar o direito de acesso a instalações de transmissão para uso exclusivo de um consumidor ou de um agente.

104. Em realidade, conforme é possível depreender da própria contribuição do Gesel acima, o gerador que explora seu empreendimento sob o regime de PIE é também um comercializador, com o diferencial de gerar energia a partir de recursos energéticos primários e comercializar "toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco", nos termos do Decreto 2.003, de 1996. Nesse ponto, a figura do SAE se distancia do agente comercializador, uma vez que o segundo não se envolve nos aspectos físicos do ativo, e tem foco em questões essencialmente comerciais, tais como: analisar a viabilidade econômica para o consumidor; negociar contratos de compra e venda; registrar contratos na CCEE; acompanhar as etapas de transação (contabilização e liquidação) e o cumprimento das cláusulas contratuais.

105. Estes argumentos reforçam a caracterização do fato de haver sobreposição na atuação do gerador e do comercializador, podendo o primeiro, em tese, realizar todas as atividades típicas de um comercializador. A premissa sobre a qual estruturou-se a proposta foi a maior semelhança do SAE ao gerador no que se refere à implementação e gestão de ativo físico, o que, em regra, não ocorre com os agentes comercializadores.

106. Neste sentido, o PARECER n. 00089/2025/PFANEEL/PGF/AGU^[7], elaborado em resposta ao Memorando Conjunto 1/2025-SGM-STD-SCE/ANEEL^[8], que tratou da análise da viabilidade jurídica da proposta normativa apresentada no âmbito da Consulta Pública nº 39/2023, especialmente quanto (i) ao seu enquadramento sob o regime de Produção Independente de Energia, (ii) à cobrança de taxas e encargos legais e (iii) ao regime jurídico da outorga para Sistemas de Armazenamento de Energia Hidráulica (SAEH) —, reconheceu-se a equivalência funcional entre os SAEs e os agentes de geração. O referido parecer consigna que, ainda que não promovam a geração a partir de fontes primárias, os sistemas de armazenamento desempenham papéis críticos no sistema elétrico, como o atendimento à carga, a reserva de capacidade e a estabilização de frequência, contribuindo de forma similar aos geradores tradicionais para a segurança e a confiabilidade operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN).

107. O parecer jurídico destaca também a evolução normativa do regime de outorga para a produção independente, que demonstra orientação para privilegiar a natureza sistêmica do serviço prestado — e não a tecnologia empregada. A título ilustrativo, a Procuradoria menciona que a incorporação de fontes eólica e solar ao regime de produção independente ocorreu sem necessidade de alteração legislativa específica, o que evidencia a flexibilidade e a plasticidade do modelo legal vigente. A própria Lei nº 13.360/2016, ao alterar a Lei nº 10.848/2004, passou a admitir que a produção independente pode incluir não apenas a entrega de energia, mas também a prestação de serviços sistêmicos que estão intrinsecamente associados às finalidades operacionais dos SAEs.

108. O parecer destacou, ainda, que a proposta de regulação dos SAEs está em consonância com experiências internacionais recentes. No Reino Unido, por exemplo, a Ofgem, inicialmente, reformulou sua licença de geração para incluir formalmente os sistemas de armazenamento, partindo do reconhecimento de que esses sistemas prestam serviços funcionalmente equivalentes aos da geração convencional. Na África do Sul, a reguladora NERSA tem concedido licenças de geração para projetos de armazenamento, aplicando o mesmo raciocínio.

109. A Procuradoria, desta forma, concluiu que há equivalência funcional entre o sistema de armazenamento e os geradores, de maneira consonante com a evolução da regulação setorial e com os precedentes regulatórios internacionais, o que possibilita o enquadramento do SAE no regime jurídico de produção independente de energia elétrica. Assim, diante de todos os argumentos apresentados, revela-se, no momento, a opção mais adequada e coerente com os princípios que regem o setor elétrico brasileiro. Dessa forma, propõe-se que as outorgas para exploração de SAE Autônomos ocorram na forma de uma outorga mediante autorização, cuja competência se enquadra dentre aquelas listadas no art. 75-A do Decreto 5.163, de 2004. Por consequência, esses empreendimentos passarão a ter um Código de Empreendimento de Geração (CEG) em suas outorgas, e integrarão os bancos de informação de geração da ANEEL, conforme detalhado na seção III.4.1.4.

110. Situação parecida ocorre com usinas dispensadas de outorga, nos termos do art. 8º da Lei 9.074, de 1995. Esses empreendimentos devem ser objeto de registro nos bancos da ANEEL, após sua implantação. O atendimento ao comando legal é realizado de três formas distintas pela ANEEL, adequada a cada tecnologia ou situação. Trata-se das usinas registradas que comercializam sua energia, os Sigfi e Migdi que atendem a programas de governo, e aquelas pertencentes a unidades consumidores, conhecida como Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). Apesar de todos esses registros atenderem ao mesmo comando legal, estes são registrados em bancos de dados distintos, possuem códigos de registros diferenciados, e denominação própria.

111. Propõe-se, portanto, aplicação semelhante no caso de armazenadores de energia. Embora estejam equiparados ao regime de outorga de geradores que exploram o empreendimento sob o regime de Produção Independente de Energia, estes terão denominação distinta no regramento infralegal, além de registros e

códigos diferenciados nos bancos de informação da ANEEL.

III.4.2.2 Síntese das contribuições acerca da especificação do tipo de tecnologia de armazenamento utilizada.

112. A proposta de regulamentação referente à outorga de Usinas Hidrelétricas Reversíveis de ciclo fechado (UHRF) recebeu contribuições de diversos agentes que, em linhas gerais, reconhecem os avanços da proposta da ANEEL ao prever a autorização desses empreendimentos sob o regime de Produção Independente de Energia. No entanto, foi amplamente apontado que a norma não deve restringir-se exclusivamente a projetos em ciclo fechado, sendo recomendável a inclusão das modalidades em ciclo semiaberto e ciclo aberto, conforme viabilidade técnica e ambiental.

113. Nesse sentido, ABRAGE, COPEL e Eletrobras alertam que limitar a regulamentação a apenas uma tipologia de projeto pode restringir o potencial de implantação de soluções mais eficientes e adequadas às diferentes realidades do sistema elétrico brasileiro. Esses agentes propõem que a possibilidade de autorização se estenda também a UHR de ciclo aberto e semifechado, desde que os estudos técnicos demonstrem compatibilidade com os objetivos de estabilidade e eficiência do SIN.

114. A Neoenergia manifestou entendimento similar, defendendo que, desde que comprovado nos estudos básicos que não haverá impacto energético negativo na partição da queda inventariada, também é possível enquadrar a instalação de máquina reversível ou construção de reservatório secundário como alteração de características técnicas de uma UHE existente, ou ainda como outorga autônoma de UHR em ciclo semifechado ou aberto.

115. A Costa Verde Energia Renovável, por sua vez, destacou que os projetos de UHRF — por não utilizarem potenciais hidráulicos naturais e por se destinarem exclusivamente ao armazenamento — não devem ser comparados a projetos hidrelétricos convencionais de geração de energia. Para essa contribuição, as UHRF devem ter tratamento regulatório próprio, inclusive no que tange ao critério de potência para fins de outorga, uma vez que tipicamente são projetos de grande porte, com potência mínima superior a 800 MW. Em sentido parecido, a Energy Dome Latam SPA sugeriu que outros tipos de tecnologia também fossem incluídos.

116. A CTG Brasil sugeriu aperfeiçoamento na redação do inciso XI do artigo 3º da REN nº 1.071/2023, para ampliar a definição de UHRF, reconhecendo suas múltiplas finalidades (geração, consumo ou prestação de serviços), e sua possível configuração autônoma ou colocalizada.

117. A Eletrobras, em consonância com outras contribuições, também defendeu que a adição de UHR a UHE/PCH existentes possa ser tratada como ampliação ou alteração técnica da outorga, sem que isso enseje o pagamento adicional de encargos como CFURH ou UBP, desde que se trate do mesmo recurso hídrico. Para tanto, sugere-se a implantação de sistemas de medição específicos que permitam segregar a geração e a vazão turbinada da UHR em relação à UHE/PCH, evitando a contabilização indevida de encargos.

118. A posição favorável à outorga por autorização, sem licitação, para UHRFs foi manifestada por agentes como Instituto Acende Brasil, Matrix Energia, Prisma Proton Energia, Manoel Arlindo Zaroni Torres, Paulo Petrassi, Rafael D'Ávila e Wilson Ferreira Jr.. Para esses contribuintes, a abordagem é adequada por estimular a livre iniciativa e facilitar a implantação de projetos alinhados aos objetivos do sistema, promovendo flexibilidade na exploração dessa tecnologia emergente.

119. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) manifestou, inicialmente, o entendimento de que a adição de unidades reversíveis em usinas hidrelétricas (UHE) ou pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) já existentes caracterizaria a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis em ciclo aberto, semiaberto ou na configuração conhecida como “pump-back”. Em função disso, defendeu que o tratamento regulatório dessas adições deveria ser postergado para os ciclos futuros do *roadmap*, que abordarão especificamente as reversíveis em ciclo aberto.

120. Contudo, esse posicionamento foi revisto após reunião técnica realizada de forma remota com a ANEEL em 9 de abril. Na ocasião, o ONS indicou que não vê mais impedimentos para que a regulação das usinas reversíveis em ciclo aberto seja desenvolvida ainda neste ciclo, conforme proposto na Consulta Pública. Essa mudança de entendimento reforça a viabilidade de tratar o tema no atual estágio do *roadmap* regulatório.

III.4.2.3 Análise e conclusão do item acima

121. Conforme relatado anteriormente, fez-se necessário distinguir as usinas reversíveis das demais tecnologias de armazenamento devido às suas especificidades. A usina reversível de ciclo fechado está inserida em um circuito hidráulico separado do curso d'água e não causa interferência alguma na partição de queda. Usinas reversíveis nessa configuração não estariam sujeitos às mesmas regras aplicadas às usinas hidrelétricas convencionais pelo motivo de que os primeiros não fariam uso de potencial hidráulico natural dos recursos hídricos. Portanto, não se enquadrariam nos dispositivos constitucionais insculpidos nos arts. 20, VIII (Bem da União: potenciais de energia hidráulica); 21, XII, b (Competências da União: serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água), e art. 176 (os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União) da Constituição Federal.

122. O regime jurídico da outorga para explorar esses empreendimentos estaria enquadrado no mesmo adotado para autorizar usinas eólicas, fotovoltaicas e termelétricas. Consequentemente, a competência para outorgar tais ativos, por meio de autorização sem licitação, estariam abrangidos no art. 75-A do Decreto 5.163/2004 (rol de delegações à ANEEL), pois, como já dito, não faz uso de potenciais de energia hidráulica a partir de aflúências naturais. Cabe mencionar que, por meio do Parecer nº 00089/2025/PFANEEL/PGF/AGU, de 24 de maio de 2025, conclui-se que não se aplica aos Sistemas de Armazenamento de Energia Hidráulicos (SAEH) em circuito fechado a cobrança de encargos como o Uso do Bem Público (UBP) e a Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos (CFURH).

123. De acordo com o referido parecer, esses empreendimentos operam com recirculação de água entre reservatórios artificiais desconectados de corpos hídricos naturais, sem realizar o aproveitamento de potencial hidráulico associado a bens da União, tampouco geram uso concorrencial de recursos hídricos. Nessas condições, inexistente o elemento de escassez ou rivalidade que justificaria a cobrança desses encargos, os quais foram instituídos com a finalidade de disciplinar o uso compartilhado e limitado de bens públicos naturais.

124. No caso específico da adição de unidades reversíveis a um empreendimento hidrelétrico já outorgado, entende-se que se trata de uma alteração de característica técnica. A inclusão de unidades de bombeamento, por não contribuírem com geração líquida de energia, não implica acréscimo de capacidade instalada da usina. Por outro lado, as unidades geradoras reversíveis — aquelas com fluxo hidráulico bidirecional — passam a agregar capacidade instalada ao empreendimento. A instrução desses pedidos deverá seguir o rito de alteração de características técnicas, conforme previsto no processo ordinário estabelecido pela Resolução Normativa nº 875, de 2020.

125. Cabe destacar que, no caso de usinas hidrelétricas que venham a alterar suas características técnicas para incorporar unidades reversíveis, permanece a obrigatoriedade de observância às regras de despacho estabelecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, quando aplicável. A inclusão de unidades reversíveis não exige a central geradora do cumprimento das diretrizes operacionais e dos critérios de programação e controle da operação do sistema interligado, conforme regulamentação vigente.

126. Sobre esse tema, vale destacar contribuição trazida pelo Gesel, conforme trecho destacado:

2) Considerando que a própria CP 39/2023 já propõe que seja permitida a adição de UHR em empreendimento existente, propõe-se que seja possível que a UHR já possa ser adicionada na fase de estudos de inventário, bem como outorgada em conjunto com a outorga do empreendimento de geração hidrelétrica associado.

3) Para tanto, entende-se que seria recomendável que a ANEEL:

(i) Articule com o MME, no âmbito de sua competência para regulamentar o conceito de aproveitamento ótimo, para que seja alterada a Portaria 372/2009, a fim de aprovar um Manual de Inventário de UHR, a ser referenciado posteriormente no Anexo II da REN 875/2020 como diretriz para os estudos de inventário de UHRs;

(ii) Altere o art. 3º da REN 875/2020 para expandir a finalidade dos estudos de inventário para que seja considerado o critério de menor custo global e não somente da melhor relação custo-produção de energia (o que restringe a identificação de UHRs nessa etapa de estudos, uma vez que tais empreendimentos geralmente têm balanço energético negativo).

127. Dessa forma, a discussão sobre o enquadramento de unidades reversíveis para exploração dentro do aproveitamento ótimo depende de articulação com o MME e aprofundamento, o que deve ser atendido no próximo ciclo do *roadmap* regulatório.

III.4.2.4 Síntese das contribuições e análise acerca do prazo de outorga e sua dispensa por meio de registro.

128. Quanto aos dispositivos relativos ao prazo de outorga e à possibilidade de dispensa por meio de registro, as contribuições foram convergentes no sentido de propor ajustes nos artigos 20 e 21 da REN nº 1.071/2023 com o objetivo de conferir tratamento compatível aos SAE autônomos de menor porte e adequar os prazos de autorização à vida útil das tecnologias utilizadas, especialmente os sistemas de baterias.

129. COMERC, G2A Consultores, IEE-USP, TCE-UFF, Recurrent Energy, CPFL Energia e RENA! apontaram lacunas na minuta original quanto ao enquadramento e registro de SAEs com capacidade instalada reduzida, propondo que esses empreendimentos recebam tratamento análogo às centrais geradoras com características semelhantes. Defendem que o enquadramento dos SAEs como produtores independentes de energia (PIEs) deve se refletir nos critérios para autorização e registro, com previsão de dispensa de outorga para instalações de pequeno porte.

130. Paralelamente, ABEEólica, Casa dos Ventos, EDP, Engie, G2A Consultores, Statkraft, Absolar e Neoenergia propuseram a redução do prazo da autorização para SAE autônomos com tecnologia de baterias, considerando a vida útil típica desses equipamentos, geralmente inferior ao prazo de 35 anos atualmente previsto na REN nº 1.071/2023. A proposta mais recorrente sugere que esse prazo seja reduzido para 20 anos, mitigando riscos de penalidades associadas à eventual rescisão antecipada do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição (CUST/CUSD). Alternativamente, sugere-se que, caso mantido o prazo de 35 anos, seja eliminada a obrigação de pagamento de penalidade por rescisão contratual após 15 anos de operação, considerando um prazo máximo de até 5 anos para licenciamento e construção do projeto.

131. Sobre esses pontos, destaca-se inicialmente que foi delegada à ANEEL, dentre outras, a competência para emissão de atos autorizativos referentes à geração de energia sob o regime de PIE, conforme se observa da Lei nº 9.074, de 26 de dezembro de 1996, e do art. 75-A do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004:

Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996

[...]

Art. 3º-A Além das competências previstas nos incisos IV, VIII e IX do art. 29 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, aplicáveis aos serviços de energia elétrica, compete ao Poder Concedente:

[...]

II - celebrar os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público e expedir atos autorizativos.

[...]

Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004

[...]

Art. 75-A. Ficam delegadas à Aneel:

I - as competências estabelecidas nos art. 3º-A, art. 26 e art. 28 da Lei nº 9.427, de 1996; e

[...]

Parágrafo único. As competências a que se refere o inciso I do caput compreendem:

I - as outorgas de autorização de empreendimentos de energia elétrica; e

[...]

132. Vale destacar, inclusive, trecho do Parecer 389/2019/PFANEEL/PGF/AGU, emitido pela Procuradoria Federal junto à ANEEL, que trata sobre o prazo de vigência desses atos autorizativos:

[...]

11. Em regra, a autorização é um ato administrativo discricionário, unilateral e precário, “pelo qual o Poder Público torna possível ao pretendente a realização de certa atividade serviço ou utilização de determinados bens particulares ou públicos, de seu exclusivo ou predominante interesse, que a lei condiciona à aquiescência “prévia da Administração” (MEIRELLES, Hely Lopes. Direito Administrativo Brasileiro .35 ed. São Paulo: Malheiros, 2009, pág. 190).

12. É ato discricionário e precário, pois o Poder Público irá analisar a conveniência e oportunidade da concessão da autorização, assim como não há direito subjetivo do particular à obtenção ou continuidade da autorização.

13. Conforme sabido, o artigo 3º-A, II, da Lei 9.427/96, estabelece de modo amplo a competência do Poder Público para expedir atos autorizativos, sendo que esta competência está delegada à ANEEL (...)

14. Portanto, entende-se que a ANEEL possui competência delegada para expedir as outorgas de autorização de exploração de usinas termelétricas, mediante a expedição de resolução autorizativa.

15. Atualmente, essa competência da ANEEL está regulamentada na Resolução Normativa nº 390, de 15 de dezembro de 2009 (...)

16. O art. 28-A da referida resolução normativa determina que as outorgas de autorização tenham vigência de 35 (trinta e cinco) anos (artigo incluso pela REN ANEEL 675, de 29/09/2015).

133. Apesar de se restringir à exploração de usinas termelétricas, e citar trechos de normativos já revogados (à época vigentes), verifica-se desse parecer que a ANEEL tem emitido autorizações com prazo fixo de 35 (trinta e cinco) anos desde setembro de 2015.

134. Atualmente, essa padronização de prazo de outorga engloba as centrais geradoras eólicas, fotovoltaicas, termelétricas e outras fontes alternativas, conforme § 3º do art. 8º da REN 1.071, de 2023.

135. Observa-se que, apesar de a vida útil média de aerogeradores e de painéis fotovoltaicos^[9] ser de 20 a 30 anos, as outorgas são emitidas com vigência de 35 anos. Os agentes devem, por sua conta e risco, realizar ações necessárias para prolongar a vida útil dos ativos até o fim da vigência de sua outorga. Inclusive, podendo manter seu direito de explorar a usina por prazo além daquele previsto na outorga, nos casos em que é solicitada prorrogação da outorga, nos termos do art. 18 da REN 1.071, de 2023. Vale destacar, inclusive, que o agente pode, a qualquer tempo, solicitar a revogação de sua outorga, nos termos no art. 19 dessa mesma norma.

136. Assim, o prazo de outorga não deve ser condicionado à vida útil dos equipamentos, tão pouco aos contratos privados firmados pelos agentes. Por exemplo, cita-se o caso de contratos de energia assinados no Ambiente de Contratação Regulado. Tais contratos possuem vigência entre 10 e 20 anos, e isso não enseja concatenação com o prazo de outorga, que se mantém de 35 (trinta e cinco) anos. A exceção ocorre apenas nos casos de usinas com contratação eventual e temporária para suprimento emergencial, nos termos do inciso III do art. 9º do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, nesses casos, o prazo da outorga é concatenado com o prazo autorizado para suprimento emergencial.

137. Dessa forma, verifica-se que o prazo de outorga de SAE, cuja exploração se dará no regime de PIE, não deve ser alterado para se adequar à eventuais riscos de penalidades associadas à eventual rescisão antecipada do CUST/CUSD, cabendo aos agentes, por sua conta e risco, realizar a gestão de seus ativos para possibilitar a exploração do empreendimento em prazo suficiente para atender aos interesses do empreendedor.

138. Frisa-se que cabe também aos empreendedores observar a regulamentação vigente a respeito dos custos associados à eventual rescisão do CUST/CUSD antes de transcorrido o prazo da outorga de SAE.

III.4.2.5 Síntese das contribuições e análise acerca do licenciamento ambiental.

139. As contribuições relacionadas ao licenciamento ambiental de empreendimentos de armazenamento de energia destacam a necessidade de maior clareza e fundamentação quanto às exigências regulatórias atualmente aplicáveis à obtenção da outorga de SAE.

140. A ABEEólica apontou que a dispensa da apresentação de licença ambiental na instrução do processo de outorga não foi devidamente motivada na Nota Técnica nem no voto condutor da proposta submetida à consulta pública. Nesse sentido, recomendou que esse ponto seja expressamente abordado e justificado no fechamento do processo, a fim de evitar dúvidas interpretativas e conferir segurança jurídica aos empreendedores. Além disso, a associação sugeriu que a ANEEL disponibilize a minuta do Sumário Executivo que será exigido tanto para SAE autônomo quanto para SAE colocalizado a centrais geradoras, facilitando a preparação adequada da documentação técnica necessária para o processo autorizativo.

141. Complementarmente, as empresas Beijing Mingde Shengyuan Energy Storage Technology Co., Ltd. e Beijing HyperStrong Technology Co., Ltd. também solicitaram esclarecimentos quanto às exigências de licenciamento ambiental, com base na experiência prática do projeto de armazenamento instalado na subestação de Registro. Para essas empresas, é importante confirmar que, conforme casos concretos observados, a instalação de sistemas de armazenamento de energia pode ser dispensada de licenciamento ambiental, e que tal diretriz seja formalizada de modo transparente nas resoluções normativas futuras.

142. Diferente do que foi proposto na abertura da consulta pública, entende-se como pertinente a exigência de licenciamento ambiental previamente à outorga de SAE. Além disso, entende-se por necessária a apresentação de outorga de uso de água, no caso de usinas hidrelétricas reversíveis. A exigência pela ANEEL deve seguir os mesmos critérios exigidos na instrução dos pedidos referentes à exploração de geração. É exigido previamente à outorga a apresentação de licença ambiental compatível com o estágio das obras. Em seguida, para fins de liberação para operação comercial, deve ser apresentada a licença ambiental de operação.

143. A exigência de licenciamento prévio à outorga é justificada para assegurar que os empreendimentos estejam compatíveis com a preservação ambiental, evitando penalidades e eventuais embargos, e problemas futuros.

III.4.2.6 Síntese das contribuições e análise acerca do REIDI – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura.

144. No âmbito fiscal e tributário, as empresas Beijing Mingde Shengyuan Energy Storage Technology Co., Ltd. e Beijing HyperStrong Technology Co., Ltd. apresentaram sugestão relativa à elegibilidade de projetos de sistemas de armazenamento de energia ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI).

145. De acordo com a contribuição recebida, segundo o marco jurídico vigente, o REIDI — instituído pela Lei nº 11.488/2007 e regulamentado por meio do Decreto n 6.144/07 e pela Portaria nº 318/2018 do Ministério de Minas e Energia — se aplica a projetos de , cogeração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As contribuintes destacaram que, em determinadas circunstâncias, a atividade de armazenamento, embora não se confunda estritamente com a geração convencional, desempenha função complementar ao sistema elétrico, ao possibilitar o deslocamento temporal da energia, contribuindo para a estabilidade e eficiência operativa da rede.

146. Neste sentido, argumentaram que os projetos de armazenamento deveriam ser considerados como parte da infraestrutura de geração de energia, podendo, portanto, ser enquadrados no escopo do REIDI. Para viabilizar essa inclusão, sugeriram que a resolução normativa da ANEEL defina expressamente a figura do "Agente Armazenador" e sua elegibilidade ao regime de incentivos, proporcionando maior segurança jurídica e favorecendo a expansão dos investimentos em projetos de armazenamento de energia no país.

147. No entanto, cabe ressaltar que, apesar da razoabilidade, em uma análise superficial, em se incluir os SAE no benefício do REIDI, conforme disposto no art. 6º do Dec. 6.144/07, a regulamentação desse tema cabe ao MME. Como mencionado, atualmente o tema é objeto da Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018. Essa portaria abrange uma ampla gama de projetos relacionados à geração e transmissão de energia elétrica. No entanto, em relação às tecnologias de armazenamento de energia, como baterias e usinas reversíveis, é necessário analisar a inclusão desses projetos em seu escopo. A seguir, destaca-se trecho dessa portaria, em que é apresentado o rol de projetos cujos pedidos de enquadramento devem ser submetidos à ANEEL:

PORTARIA Nº 318/GM, DE 01 DE AGOSTO DE 2018

Art. 1º A pessoa jurídica de direito privado, titular de projeto para implantação de infraestrutura de geração e transmissão de energia elétrica, poderá requerer à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL o enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI dos projetos das seguintes categorias:

I - geração de energia elétrica decorrente de participação de licitação, na modalidade Leilão no Ambiente de Contratação Regulado - ACR;

II - geração de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre - ACL;

III - geração de energia elétrica decorrente de ampliação de que trata o art. 2º da Portaria MME nº 418, de 27 de novembro de 2013;

IV - transmissão de energia elétrica decorrente de participação de licitação, na modalidade Leilão;

V - reforço nas instalações de concessão de transmissão de energia elétrica objeto de Resolução Autorizativa da ANEEL, de Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão - CCT ou de Contrato de Compartilhamento de Infraestrutura - CCI; e

VI - melhoria nas instalações de concessão de transmissão de energia elétrica objeto de Resolução Autorizativa da ANEEL

[...]

148. Os projetos de armazenamento de energia não estão expressamente contemplados no art. 1º da Portaria MME nº 318/2018. Além disso, é necessário que o MME avalie, concomitantemente à regulamentação do tema, eventual necessidade de atualização do sistema SREIDI. Ressalta-se que a EPE também deve se manifestar sobre o tema, informando índices de referência para que a ANEEL realize a análise de razoabilidade das estimativas dos investimentos, prevista no § 2º do art. 2º dessa portaria.

149. Dessa forma, apesar de entender-se que os projetos de SAE possam ser cabíveis de enquadramento ao REIDI, é necessário haver manifestação formal do MME e da EPE sobre o tema para que a ANEEL proceda com a análise dos requerimentos.

III.4.2.7 Síntese das contribuições e análise acerca de SAE colocalizado a unidade consumidora.

150. A definição sobre a exigência de outorga ou registro para a instalação de sistemas de armazenamento de energia colocalizados com unidades consumidoras foi objeto de contribuição específica da Bright Strategies. A empresa avaliou como essencial que a ANEEL esclareça de forma expressa que a necessidade de obtenção de outorga ou registro aplica-se exclusivamente aos SAE autônomos ou colocalizados com centrais de geração.

151. Para a Bright Strategies, os sistemas de armazenamento que estejam colocalizados com unidades consumidoras, independentemente do nível de tensão da instalação ou da existência de micro ou minigeração distribuída, não devem ser submetidos aos procedimentos de outorga ou registro, desde que sua operação esteja restrita ao ambiente interno da unidade e não envolva injeção direta ao sistema elétrico com fins de comercialização. Tal medida é considerada fundamental para desonerar a implantação de soluções de armazenamento em ambientes comerciais, residenciais e industriais, compatibilizando o marco regulatório com a realidade das aplicações *behind the meter* e promovendo maior agilidade e viabilidade econômica para esses empreendimentos.

152. A Nota Técnica no 266/2024 já tratou do tema, esclarecendo que sempre foi possível que qualquer unidade consumidora tenha uma carga de armazenamento, não sendo possível apenas a injeção na rede sem outorga (concessão, autorização ou registro) ou previsão legal ou normativa que autorize a injeção. A exceção é o caso de unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída, conforme previsto na Lei n. 14.300/2022, para as quais o uso de SAE já se encontra regulamentado na REN nº 1.000/2021.

153. Os aspectos operacionais e comerciais mais amplos relacionados à participação ativa desses sistemas em funções sistêmicas e no mercado de energia seguirão em debate nos ciclos seguintes do roadmap regulatório, nos quais serão aprofundadas as definições quanto à remuneração, critérios técnicos e limites operacionais aplicáveis.

III.4.2.8 Síntese das contribuições acerca da tecnologia *Grid-forming*.

154. A inclusão de requisitos e incentivos à tecnologia de formação de rede (*grid-forming*) nos sistemas de armazenamento foi objeto de contribuições do INEL e da Huawei, que destacaram a relevância estratégica dessa tecnologia para a confiabilidade e a resiliência do sistema elétrico nacional.

155. As contribuições recomendam que, nos pedidos de outorga ou alteração de outorga envolvendo SAE, seja incluída uma análise detalhada sobre o impacto da adição de fontes baseadas em eletrônica de potência. Nesse contexto, propõe-se que os SAE adotem características de *grid-forming*, diferentemente dos sistemas convencionais com controle *grid-following*, que apenas acompanham os sinais de frequência e tensão de uma fonte dominante.

156. Os sistemas com capacidade de formar rede (*grid-forming*) são capazes de estabelecer e sustentar a frequência e a tensão do sistema de forma autônoma, mesmo na ausência de máquinas síncronas, o que os torna especialmente úteis em ambientes com alta penetração de fontes renováveis intermitentes. Segundo as contribuições, essa característica é essencial para garantir a estabilidade operativa em cenários com menor inércia e para ampliar a flexibilidade da rede, viabilizando novas arquiteturas de operação com maior participação de recursos distribuídos e variáveis. Além disso, o incentivo à adoção de tecnologia *grid-forming* é visto como uma oportunidade de reduzir a dependência de geradores síncronos tradicionais, promovendo uma transição energética mais segura e acelerando a integração de renováveis. A recomendação final dos proponentes é que a regulação reconheça explicitamente o papel técnico e estratégico dos sistemas de armazenamento com capacidade de *grid-forming*, inclusive como critério de priorização ou qualificação em futuros processos de outorga e contratação de serviços.

III.4.2.9 Análise e conclusão acerca do item anterior.

157. A proposta de inclusão de requisitos relacionados à tecnologia *grid-forming* nos sistemas de armazenamento de energia é reconhecida como relevante e tecnicamente promissora, especialmente diante do cenário de crescente participação de fontes renováveis intermitentes no SIN. De fato, as contribuições apresentadas pelo INEL e pela Huawei destacam com propriedade as vantagens operacionais dessa tecnologia, como a capacidade de sustentar frequência e tensão de forma autônoma, aumentar a resiliência do sistema e possibilitar maior flexibilidade da rede.

158. Os requisitos para a conexão e demais impactos nos Procedimentos de Rede deverão ser avaliados pelo ONS assim que houver a aprovação do ato normativo da ANEEL, devendo o Operador enviar uma proposta de alteração dos Procedimentos de Rede em breve. Sabe-se que o ONS já está avaliando o tema, tendo realizado inclusive eventos técnicos com fabricantes e especialistas.

159. Assim, uma vez que o ONS deverá necessariamente avaliar os requisitos para a conexão dos SAE ao sistema de transmissão, entendemos que é pertinente que essa avaliação compreenda necessariamente requisitos de *grid-forming*. Tal avaliação poderá subsidiar também os aprimoramentos que serão necessários para os sistemas de distribuição.

160. Sem prejuízo da proposta de requisitos após a aprovação do normativo, entendemos que a discussão regulatória sobre requisitos técnicos específicos, como controle *grid-forming* versus *grid-following*, também poderá ser aprofundada nos próximos ciclos do *roadmap*, inclusive na revisão dos procedimentos de rede já destacados acima.

III.4.3 Análise das demais contribuições relativas à situação operacional dos sistemas de armazenamento.

161. Conforme proposta apresentada na Nota Técnica n. 266/2024, os sistemas de armazenamento, no âmbito do escopo do atual ciclo de debate normativo, estariam sujeitos às regras acerca da situação operacional de empreendimentos de geração, de modo que o SAE apenas pode iniciar suas operações integradas ao SIN (considerando procedimentos tanto no ONS como na CCEE) após o despacho de operação de teste e, posteriormente, o de operação comercial. Para tal finalidade, também se adota que a outorga de armazenamento pode ser equiparada à outorga de Produtor Independente de Energia e, assim, tal obrigação também recairá a ela.

162. Neste sentido, foram recebidas 11 contribuições acerca da situação operacional do SAE, conforme proposta de alteração da Resolução Normativa n. 1.029/2022, as quais propuseram ajustes redacionais e estruturais em dispositivos das Resoluções Normativas nº 1.029/2022 e nº 1.071/2023, com vistas a garantir maior coerência sistêmica, flexibilidade regulatória e adequação técnica no tratamento das outorgas e dos procedimentos operacionais aplicáveis aos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE).

163. A ABRATE, ISA Energia Brasil e Quantum Participações destacaram que o dispositivo normativo proposto na minuta da REN não pode restringir-se exclusivamente à equiparação do SAE ao Produtor Independente de Energia (PIE). A associação propôs que a norma reflita a possibilidade de atuação de diferentes agentes setoriais na exploração da atividade de armazenamento, de modo a evitar a necessidade de readequações futuras, seja por meio de nova consulta pública ou em decorrência de incompatibilidades com o regime jurídico dos segmentos de transmissão ou distribuição.

164. Com base nesse entendimento, foi sugerida a inclusão do §2º ao Art. 3º da REN nº 1.029/2022, harmonizando o texto com as demais propostas apresentadas pela ABRATE no âmbito da presente consulta: “§2º A conexão e a entrada em operação comercial de sistemas de armazenamento de energia outorgados aos agentes pré-existentes deverão observar as regras à que eles são aplicáveis, ou outras que, porventura, venham substituí-las”.

165. A Quantum Participações complementou a proposta, sugerindo a alteração do Art. 21-A da mesma resolução, para que o processo de outorga (tanto para SAE Autônomo quanto para o colocalizado ou de registro de SAE de capacidade reduzida) observe os valores declarados pelo requerente quanto à potência máxima de carga e à capacidade máxima de carga, conferindo clareza e simplicidade ao procedimento.

166. Esclarecemos que as contribuições acima foram abordadas no item III.4.1.4 desta Nota Técnica, que avaliou as contribuições acerca da retirada de barreiras para implantação do SAE como ativos dos monopólios naturais.

167. A ABIAP, por sua vez, apontou que o art. 3º da minuta da REN propõe que os SAE cumpram as mesmas exigências aplicáveis às demais usinas para fins de liberação de operação em teste e operação comercial. No entanto, a entidade entende que essa equiparação não é adequada no atual estágio de desenvolvimento tecnológico do setor, recomendando flexibilizações específicas para os SAE, sobretudo quanto aos testes exigidos nos Relatórios de Comissionamento e à validação de modelos. A ABIAP recorda que, recentemente, foi promovido um ajuste nas exigências para entrada em operação comercial por meio do Despacho nº 1.318/2024, e defende que estudos adicionais sejam realizados para adaptar tais exigências à realidade dos SAE.

168. É necessário que o normativo da ANEEL traga a previsão dos aspectos regulatórios a serem considerados para a entrada em operação em teste e comercial dos SAE. Afinal, não se pode cogitar a operação de instalações no SIN sem a devida avaliação e emissão dos documentos necessários, por exemplo a Declaração de Atendimento aos Procedimentos de Rede (DAPR). Avalia-se, contudo, que a preocupação trazida pela contribuição é referente a aspectos específicos de obrigações e requisitos constantes dos Procedimentos de Rede, para a emissão das DAPR. Esse detalhe não é escopo da avaliação que se faz neste momento, e será abordado quando da avaliação para a aprovação dos Procedimentos de Rede.

169. A Neoenergia, por sua vez, destacou a necessidade de que o ONS avalie a modalidade de operação dos ativos de armazenamento, tema que ainda carece de maior detalhamento técnico-regulatório. A empresa menciona que, na CP MME nº 176/2024, foi sinalizado que o armazenamento seria tratado como tecnologia despachável, controlada pelo ONS. No entanto, essa diretriz ainda não foi devidamente consolidada, e permanece como um ponto em aberto para maior desenvolvimento normativo.

170. Em relação à contribuição apresentada pela Neoenergia, é importante esclarecer que a Consulta Pública MME nº 176/2024, mencionada pela empresa, trata das diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade com uso de baterias, cuja competência normativa recai sobre o Ministério de Minas e Energia (MME). Assim, não cabe à ANEEL determinar a forma de despacho dos empreendimentos vencedores desse certame, o que estará sujeito às regras específicas que forem estabelecidas pelo Poder Concedente.

171. No entanto, concorda-se com a observação de que a modalidade de operação dos SAE pode variar em função do serviço prestado. Por exemplo, quando o SAE estiver associado à comercialização de energia com consumidores, sua operação poderá ser realizada diretamente pelo próprio empreendedor. Por outro lado, para serviços prestados à rede elétrica, como reserva de capacidade ou serviços ancilares, o despacho poderá ser coordenado pelo ONS. O tema será objeto de acompanhamento regulatório contínuo, com possibilidade de aperfeiçoamentos em ciclos subsequentes do *roadmap* regulatório, em especial no segundo ciclo, que deverá tratar da revisão dos Procedimentos de Rede, conforme já previsto, e será iniciado tão logo se conclua o primeiro ciclo.

172. A COPEL propôs alteração na redação do Art. 3º da REN nº 1.071/2023, com o objetivo de assegurar que os agentes que detenham outorga para geração — incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) em ciclo fechado, aberto ou semifechado — também estejam expressamente obrigados a solicitar à ANEEL a liberação para entrada em operação em teste ou comercial, tal como os demais agentes com projetos de SAE. A proposta reforça a intenção de incluir, de maneira explícita, essas tecnologias de ativos no rol de empreendimentos sujeitos à autorização operacional.

173. Entende-se que não há necessidade de menção específica às *usinas reversíveis*, uma vez que, do ponto de vista técnico, elas se enquadram na definição de Sistemas de Armazenamento de Energia e, portanto, já estão abrangidas pela redação proposta no Art. 3º da REN nº 1.071/2023.

174. Por fim, o Instituto de Energia e Ambiente da USP (IEE-USP) e a Escola de Engenharia da UFF (TCE-UFF) sugeriram a alteração da ementa da REN nº 1.029/2022, com o objetivo de refletir, já em seu escopo, a inclusão dos SAE. A redação sugerida passa a descrever a norma como consolidando os procedimentos e condições para “a obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica, e de potência máxima e capacidade máxima de descarga de sistemas de armazenamento de energia”. A sugestão será acatada para que a REN n. 1.029/2022 explicita os SAEs em seu escopo.

175. Em relação à possibilidade de Declaração de Utilidade Pública (DUP), verifica-se o que se segue. Esse tema é regulamentado pela ANEEL por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 919, de 23 de fevereiro de 2021, pela qual se estabelece os procedimentos gerais para requerimento de DUP de áreas de terra necessárias à implantação de instalações de geração e de transporte de energia elétrica, por concessionários, permissionários e autorizados. Conforme se observa do art. 2º dessa norma, as áreas necessárias à implantação do empreendimento de geração são objeto de declaração de utilidade pública somente se definidas nos Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica – EVTE ou Projeto Básico, ou seja, trata-se de empreendimentos hidrelétricos previstos em estudos de inventário.

[...]

Art. 2º As áreas necessárias à implantação de empreendimento de geração de energia elétrica poderão ser declaradas de utilidade pública concomitantemente ao ato de outorga, nos termos do Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica – EVTE ou Projeto Básico, mediante solicitação do interessado, especificando se para fins de desapropriação ou instituição de servidão administrativa.

[...]

176. Sobre esse ponto, apesar de não haver previsão expressa na Resolução Normativa 919, de 2021, vale destacar entendimento exarado pela Procuradoria Federal junto à ANEEL, mediante o Parecer 368/2015/PFANEEL, conforme trecho destacado:

[...]

25. Como se pode ver, a capacidade interventiva do Poder Público sobre a propriedade privada, para o fim de implementação de instalações de energia elétrica, não se restringe às hipóteses em que está em jogo a prestação de um serviço público. Com efeito, a legislação dá margem a que sejam declaradas de utilidade pública as áreas necessárias à implantação de instalações de agentes que não celebram contrato de concessão ou permissão de serviço público com a Administração, caso, por exemplo, do produtor independente de energia elétrica (art. 13 da Lei 9.074/95) e do autoprodutor (art. 7º da Lei 9.074/95). Além disso, a previsão legislativa do artigo 10 da Lei nº 9.074, de 1995, ampliou a possibilidade de desapropriação por utilidade pública. A desapropriação das áreas necessárias às instalações de energia elétrica não se restringe mais aos casos de execução serviço ou obra pública, constantes da Lei nº 8.987, de 1995, já que alcança qualquer área necessária à implantação de instalações de energia elétrica, seja objeto de concessão, permissão ou autorização. 26. Conclui-se, pelo exposto, que as Usinas Termelétricas, por serem instalações autorizadas de energia elétrica, enquadram-se no permissivo do art. 10, da Lei nº 9.074/95, sendo

que as áreas necessárias à sua implantação podem, em tese, ser objeto de declaração de utilidade pública emitida pela ANEEL, para fins de desapropriação. Resta apenas saber se referidas áreas atendem ao requisito legal de serem NECESSÁRIAS.

[...]

40. No entanto, as instalações de geração de energia elétrica, ainda que exploradas por conta e risco do empreendedor, atendem ao interesse coletivo, na medida em que ampliam a oferta de energia elétrica, especialmente em momento de carência por novas fontes de geração de eletricidade. O ônus da implantação do novo projeto será do empreendedor, não se discute, mas as áreas necessárias à sua implantação é que, nos termos do art. 10 da Lei nº 9.074/95, são de utilidade pública. O ônus do empreendedor quanto aos riscos do negócio por ele explorado, não elide o caráter de utilidade pública das áreas necessárias à implantação das instalações de energia elétrica.

[...]

42. Portanto, é preciso que a área técnica ateste a real necessidade das áreas a serem declaradas de utilidade pública para fins de desapropriação e que estas são, realmente, a única alternativa viável ambientalmente. E que como se trata de critério técnico esta Procuradoria Federal não tem condições de fazê-lo.

43. Diante do exposto, esta Procuradoria, por inteligência do disposto no art. 10 da Lei nº 9.074/95, opina pela possibilidade jurídica de emissão de DUP tal como requerido, desde que a SCG, ao analisar o caso, conclua, com base nos documentos protocolizados pela U T E PA M PA SU L S.A., que as áreas indicadas pela requerente como suscetíveis de DUP caracterizam -se como necessárias à implantação de instalações de energia elétrica e que, do ponto de vista ambiental, são a única alternativa viável.

177. Dessa forma, apesar de se tratar de agente autorizado a explorar instalações para prestação de serviço de energia elétrica, em regra, essas instalações não devem ser objeto de declaração de utilidade pública. A Resolução Normativa 1.071, de 2023, exige que o agente declare ter posse ou propriedade das áreas necessárias para o empreendimento. Dessa forma, não há o que se falar em emissão de DUP a esses agentes, visto que não estariam aptos a serem autorizados pela ANEEL se não já estivessem resolvidas as questões fundiárias do empreendimento.

178. Ademais, ressalta-se que é cabível a DUP para fins de instituição de servidão administrativa para as instalações de transporte de energia elétrica para acesso do autorizado ao sistema de transmissão ou de distribuição, conforme previsto no inciso III do § 1º do art. 1º da Resolução Normativa 919, de 2021. Conforme se verifica dos procedimentos e requisitos trazidos na citada norma, não se observa necessidade de aprimoramento do texto, nem de inclusão de novos requisitos, dado que a norma encontra-se adequada para instrução de pedidos de DUP para o sistema de interesse restrito dos agentes responsáveis por SAE.

III.5 Análise das contribuições relativas às Regras de Transmissão e à REN nº 1.000/2021

179. A minuta de resolução normativa disponibilizada para consulta pública tratou das alterações nas regras de transmissão e distribuição, com foco (i) na definição do MUST/D a ser contratado, elaborada a partir da Solução Normativa (SN) 1 que constou do relatório de análise de impacto regulatório (AIR); (ii) na definição da forma de contratação do uso da rede (CUST/D), objeto da SN2; (iii) na definição da tarifa de uso a ser aplicada (TUST/D), tanto pelo armazenador autônomo como para os sistemas de armazenamento colocalizados a consumidores e geradores, a qual foi objeto da SN3.

180. Os parágrafos a seguir detalham as contribuições recebidas para aprimoramento das regras relativas ao MUST/D e a TUST/D aplicáveis aos sistemas de armazenamento. Não houve contribuições a respeito da assinatura do CUST/D em um único instrumento, motivo pelo qual entendemos que a proposta apresentada possui concordância dos agentes do setor.

III.5.1 Síntese das contribuições acerca da definição do MUST/D contratado

181. As contribuições buscaram traduzir em texto normativo as alternativas escolhidas pela ANEEL, conforme detalhado na Nota Técnica n. 266/2024. Para a definição do MUST/D de injeção para configurações de central geradora com SAE colocalizado, em novos empreendimentos, foi escolhida a alternativa de permitir uma redução do montante de injeção a ser contratado em até 15% abaixo da potência máxima injetável pela central geradora (na configuração sem o SAE) como limite inferior e, para o limite superior, a soma das potências da central geradora e de injeção do SAE colocalizado. A escolha dessa alternativa buscou permitir configurações nas quais o SAE contribui para aumentar a eficiência ao uso da rede por meio da otimização de margem de escoamento. Assim, os novos contratos de uso de centrais geradora com SAE colocalizado poderiam ter uma redução de montante de injeção a ser contratado devido à capacidade proporcionada pelo SAE para o conjunto gerenciar a máxima injeção de potência (*peak-shaving* da geração) durante os horários ou períodos de maior geração.

182. Foram recebidas muitas contribuições acerca da flexibilização de contratação do MUST/D, assim como a proposta de majoração da penalidade por eficiência de ultrapassagem (que será objetivo de análise na subseção abaixo). O argumento principal dos agentes que fizeram suas contribuições a respeito do tema é que a definição do limite inferior para redução de MUST em 15% carece de fundamentação técnica ou de Análise de Impacto Regulatório específico, com um resultado que pode comprometer a qualidade dos atos normativos, além de que tal limitação não possui respaldo em análises de otimização técnica de arranjos com SAE colocalizados.

183. Tais agentes argumentam, ainda, que a decisão da porcentagem do montante a ser reduzido deve ser do agente, que levará em consideração a atratividade econômica e financeira dos modelos de negócios possíveis. A NEC Desenvolvimento de Projetos em Energia e Participações S.A.; ABRAGE; ABEÓLICA; ABSAE; Bright Strategies; Comerc; COPEL; Valtalia e CPFL Energia opinaram nesse sentido.

184. A Echoenergia acrescenta que a proposta de contratação do MUST/D traz ineficiência ao processo porque as regras propostas inibem o desenvolvimento da tecnologia sem a devida fundamentação, o que não coaduna com o propósito de otimização e expansão do SIN. Menciona ainda que, considerando o contexto de escassez de margem de transmissão, a ANEEL poderia incentivar a descontração de MUST de empreendimentos existentes por meio da implantação de SAE colocalizado, inclusive com afastamento do ônus de redução do montante contratado nos casos em que houver outros acessantes interessados. Para tanto, continua o agente, a regulação poderia prever dispositivo para que o ONS crie rotina e procedimento a fim de verificar a possibilidade de redução do MUST sem ônus no caso de atendimento de terceiros com pedidos de parecer de acesso.

185. Em sentido semelhante, a Absolar acrescenta que, para viabilizar a redução do MUST de empreendimentos com contratos já firmados, o ONS poderia, seguindo o exemplo do Mapa de Margem, disponibilizar ferramenta que informe os pontos onde há pedidos de parecer de acesso negados por falta de margem disponível. Além disso, a Absolar sugeriu que a definição da faixa de potência aplicável às centrais com SAE colocalizado considere a diferença entre a potência instalada e a carga própria, permitindo o desconto integral da potência máxima de carga do SAE, além do limite superior ser estabelecido como o somatório da potência instalada. Essa abordagem garantiria flexibilidade e coerência técnica na definição da faixa contratual.

186. A Statkraft também sugere que a possibilidade de redução do piso da faixa de potência em montante até 15% também seja aplicável a SAE colocalizado a centrais geradoras que já possuem CUST assinado – incluindo centrais híbridas e associadas. A empresa argumenta que, além de conferir possibilidade de contratação otimizada pelo empreendedor, tal flexibilidade seria positiva para o sistema, à medida que reduziria o estresse em locais muito carregados (a partir da limitação da geração) e/ou ampliaria a margem para conexão. Ademais, seria necessário prever expressamente a possibilidade de alteração do MUST consumo contratado (uma vez ao ano), incluindo suas reduções, similar ao previsto para o MUST geração.

187. A SPIC Brasil apresenta contribuição consonante em relação à possibilidade de redução do MUST para usinas existentes com CUST já assinado. A empresa argumenta que, a despeito da justificativa de aumento de TUST para demais usuários, a associação de baterias com usinas com geração variável possibilita auxiliar

na flexibilidade de rampa requerida cada vez mais pelo SIN. Traz ainda, segundo a empresa, possíveis vantagens decorrentes de uma operação mais eficiente que utilize sistemas de armazenamento, como uma eventual diminuição de cortes de geração (*curtailment*) e, por consequência, uma redução do pagamento de Encargo de Serviço de Sistema – ESS, de forma que desoneraria o consumidor.

188. O INEL, em linha parecida com a SPIC, manifesta que o armazenamento pode também otimizar a rede e reduzir custos com expansão, além de sugerir que a alteração dos contratos de CUST/D para empreendimentos existentes deva ser possível, desde que o agente comprove os benefícios ao sistema. A Voltalia também se posiciona no mesmo sentido, acrescentando ainda que essa alteração não traria nenhum prejuízo ao SEB e aos demais usuários de transmissão e distribuição, considerando a existência de ônus, já regulamentada, para a redução de MUST contratado.

189. Outros agentes, como a Atlas Renewable Energy, manifestaram concordância com a porcentagem apresentada pela ANEEL, ainda que tenham apresentado sugestões de melhoria na definição do MUST. A Atlas propõe que seja estendida à associação ou à hibridação entre SAE colocalizado e centrais geradoras não somente aos novos contratos, mas também aos CUSTs já existentes, alinhando-se aos demais agentes citados nos parágrafos acima. Adicionalmente, sugeriram que o MUST contratado poderia observar a faixa de potência definida por, no mínimo, a diferença entre a potência instalada da maior central geradora e a carga própria total, podendo ser descontada integralmente a potência máxima do SAE. Houve ainda a contribuição para que a regulação possibilitasse uma redução superior a 15%, condicionada à existência de possíveis candidatos à absorção dessa margem de escoamento nos processos de acesso, com base no Mapa de Margem de Escoamento do ONS.

190. O Gesel manifesta também parcial concordância em adotar como padrão a Alternativa 1 (adotar um MUST que esteja na faixa entre a potência máxima da central geradora e a soma das potências do SAE e a central geradora – sem, portanto, a possibilidade de definir MUST abaixo dessa faixa), sem excluir a possibilidade da Alternativa 3 (que permite a redução do MUST abaixo da faixa mencionada), sob a premissa de reforço nas medidas de *enforcement* para o agente que optar pela redução do piso da faixa.

191. Entretanto, o referido grupo de pesquisa reforça que não se deve arbitrar um limite máximo para a redução do piso da faixa, uma vez que já haverá a medida de *enforcement* de penalização associada, que já será um incentivo à eficiência na contratação do uso do sistema. Acrescenta ainda que o limite poderá ser aferido pelo ONS no âmbito da emissão do Parecer de Acesso, conforme os critérios técnicos a serem estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

192. Em linha parecida com o Gesel, a ENGIE sugere que a viabilidade de redução do limite inferior do MUST a ser contratado seja comprovado via parecer de acesso, demonstrando que o sistema de armazenamento de energia elétrica que será implantado será compatível com a redução pretendida. No caso de contratos já existentes, a mesma redução poderia ser aplicada quando houvesse outros interessados na margem, com rotina a ser executada pelo ONS, de forma a mitigar a preocupação da ANEEL com a redistribuição de custos.

193. A Engie acrescenta ainda que a imposição do limite de 15%, sem estudo prévio, pode comprometer modelos de negócios futuros e impedir a otimização do recurso, além de restringir a otimização da margem para outros agentes em áreas de escassez.

194. A ENEL, em sua contribuição, traz referências internacionais para a discussão:

Em quase todos os principais mercados de SAE desenvolvidos (UE, EUA, Chile, Austrália, etc.), a regulamentação deixa ao operador do SAE a responsabilidade de decidir o montante de potência a ser contratada no Contrato de Capacidade (tanto para injeção quanto para consumo. A Potência de Injeção e a Potência de Consumo podem ser iguais ou diferentes). O ERCOT permite contratar uma capacidade de injeção menor do que a capacidade instalada acumulada de PV+BESS, esta solução é chamada de "instalação autolimitada" e pode ser útil para otimizar os custos de conexão e o uso, especialmente em áreas onde há limites de classificação de linha. Outro exemplo do mercado americano é o SPP, onde o processo de "Surplus Interconnection" permite instalação de retrofits de BESS em plantas existentes sem aumentar a capacidade de injeção. Este processo de conexão requer muito menos estudos de rede e permite acelerar consideravelmente o tempo de fila de conexão.

Em mercados com alta penetração de centrais renováveis (REN), frequentemente alguns nós da rede sofrem congestionamentos porque o desenvolvimento da REN é mais rápido que o desenvolvimento da rede. Nestes casos, frequentemente o operador da rede não consegue aceitar novas solicitações de conexão, porque a rede congestionada não consegue gerenciar outras injeções. Nestes casos, colocar SAE's como retrofits em usinas de REN existentes (PV/WIND), bem como desenvolver novas usinas REN+SAE, pode ajudar a gerenciar congestionamentos, melhorar a estabilidade da rede e reduzir cortes de REN. Um item regulatório chave que torna possível esta solução é incluir o SAE no Contrato de Capacidade (CUST) das centrais renováveis sem aumentar a potência de injeção (apenas a adição de potência de retirada é necessária). O SAE deve então ser operado na configuração "atrás do medidor".

195. Complementarmente, o ONS trouxe um enfoque para a eventual ineficácia da regra proposta para redução do MUST, tendo em vista que o empreendedor já estipula os valores contidos no CUST, descontando o valor da carga própria declarada pelo acessante. O Operador traz ainda que:

Nos casos de acesso de centrais geradoras e centrais geradoras associadas, temos verificado informações de carga própria com valores fictícios, declarados pelo acessante. Isso se deve especialmente para que seja atendida a regulamentação atual que estabelece que o MUST deve ser igual ou maior a potência instalada subtraindo-se a carga própria. Exemplos onde isso ocorre com frequência são: (i) nos casos de Associação de usinas, onde em quase sua totalidade os acessantes informam MUST igual ou menor ao limite inferior da faixa de potência (devido à subtração da carga própria); e (ii) nos casos no qual há limitação de transmissão para contratar a geração plena da central geradora (acesso viável parcial), onde para se cumprir a regra a contratação tem que ser feita aumentando a carga própria. Esses problemas, e outros envolvendo a declaração de carga própria, também são esperados nos acessos e contratação dos SAE autônomos e colocalizados, inclusive tornando a regra da redução do MUST em até 15% ineficaz. Diante disso, entendemos que a questão da carga própria deverá ser reavaliada na regulamentação, de modo a ficar compatível com a nova configuração do sistema elétrico devido à elevada penetração da geração renovável, evitando assim contratação de valores fictícios e "gaming" por parte dos acessantes.

III.5.2 Análise das contribuições acerca da definição do MUST/D contratado

196. Inicialmente, importa destacar que a proposta de regulamentação ora em debate não considera uma alteração na filosofia de contratação do uso dos sistemas por centrais geradoras no que se refere à injeção de potência. Ou seja, a premissa de que uma central geradora deve contratar a potência máxima injetável líquida^[10] continua válida.

197. No caso da inserção de um SAE colocalizado, o que muda é a forma de considerar o efeito da instalação desse equipamento sobre a potência injetada pela central geradora e se é possível ou não reduzir, de maneira permanente, a potência máxima injetada pela central geradora. Isso, somando a outros aspectos externos à central geradora, atinentes à sustentabilidade e aspectos operacionais do sistema, resulta na avaliação sobre a razoabilidade de se permitir uma redução no piso de contratação convencional.

198. Portanto, a definição de um limite de redução não ocorreu sem fundamentação técnica. Segundo a NT n. 266/2024, da abertura da segunda fase da CP nº 39/2023, foi destacado que as características de carga, a necessidade descarga do SAE colocalizado em central geradora e a capacidade de armazenamento de energia limitam possibilidade de o conjunto (central geradora + SAE) reduzir o MUST/D de injeção. Uma vez que o SAE esteja carregado, sua capacidade de reduzir o MUST/D de injeção do sistema é zero – ou seja, não basta considerar a potência de carregamento do SAE.

199. Das contribuições apresentadas acima, houve um expressivo número de agentes que contribuíram no sentido de reduzir o MUST/D para centrais geração já existentes, diferentemente da proposta da CP 39/2023. A proposta colocada em CP pela ANEEL se baseou no risco de se causar impactos aos demais usuários ao se reduzir montantes de uso já estabelecidos anteriormente, que levaram, individualmente ou em conjunto, à necessidade de expansão do sistema. No entanto, por

outro lado, se compreende a necessidade de se permitir que os benefícios trazidos pela instalação de um SAE sejam possibilitados também aos contratos existentes. Assim, essas contribuições foram acatadas, conforme detalhamento apresentado na seção seguinte desta Nota Técnica.

200. A ENEL apresentou referências internacionais como os operadores americanos Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) e Southwest Power Pool – (SSP), justificando que nessas jurisdições não havia limite para a redução de potência decorrente da instalação de SAE colocalizado. Contudo, observa-se que os regulamentos exemplificados são mais restritivos do que a proposta apresentada na CP 39/2023. Nesses dois exemplos, os regulamentos limitam o piso da faixa do MUST/D à potência instalada da geração existente sem o SAE (ou seja, no SEB equivaleria ao piso da faixa atualmente adotado para usinas híbridas e associadas, por exemplo), permitindo, assim, a instalação do SAE sem necessidade de acrescentar a potência de descarga do SAE. Por outro lado, a proposta da ANEEL vai além dos exemplos apresentados e propõe a redução do piso, até determinado limite do MUST/D original, no caso de instalação do SAE colocalizado, retirando barreiras a instalação desse ativo.

201. Adicionalmente, com as contribuições recebidas, a ANEEL ainda propõe estender o mecanismo de redução para as instalações do SAE em centrais geradoras já existentes que passem a contar com o SAE colocalizado, indo muito além do que o conceito da proposta apresentada na abertura da segunda fase da CP 39/2023.

202. É importante destacar que o serviço de “Surplus Interconnection”^[11] é uma regra que permite a conexão de novos recursos de geração (como solar, eólica e armazenamento) sem a necessidade de ampliação ou reforço da rede, utilizando a infraestrutura de interconexão já existente de uma usina em operação, desde que a soma da geração da planta existente e da nova, que vem acompanhada de um SAE colocalizado, não ultrapasse a capacidade originalmente alocada à planta existente.

203. De acordo com essa referência, foram apontados vários benefícios decorrentes da implantação de sistemas de armazenamento para o sistema elétrico, como por exemplo: aumento da confiabilidade do sistema elétrico, aliviando gargalos e respondendo ao crescimento da demanda; menor custo de infraestrutura, evitando-se a necessidade de novas linhas de transmissão, etc. Portanto, os exemplos de regulamento apresentados acima permitem a entrada do armazenamento utilizando a infraestrutura de rede já existente de uma usina em operação, desde que não ultrapasse a capacidade já alocada dessa usina.

204. Todavia, é importante lembrar que os custos dos sistemas de transmissão e distribuição são distribuídos entre os usuários de forma similar a um condomínio, de forma que a redução no nível de contratação de um usuário afeta, mesmo que às vezes por um certo tempo, os demais. Quando se vislumbra a extensão da possibilidade de redução do piso de contratação do MUST/D de injeção por centrais geradoras já existentes, com SAE colocalizado, há um agravamento dessa preocupação, o que enseja que o regulador atue de forma mais conservadora, pensando na estabilidade tarifária.

205. Outro ponto a considerar é evitar o estrangulamento dos sistemas de transporte de energia, que poderia ocorrer quando centrais geradoras se submetessem, via contrato, a uma capacidade limitada para escoamento do seu potencial máximo de geração, visando minimizar seus custos com pagamento de EUST/D. Por um lado, isso pode ser bom para o sistema, na medida que reduz investimentos em expansão da infraestrutura, por outro lado, pode ser um limitante em conjunturas adversas em que o sistema precise da totalidade da potência de geração existente. Em que pese recebermos argumentos que motivem essa situação pela liberdade dos geradores, na prática sabe-se que essa situação se apresenta como um problema complexo para o setor, tanto tecnicamente quanto institucionalmente.

206. Acerca da contribuição do ONS, apesar de reconhecer-se a relevância da contribuição quanto à declaração de carga própria e seus possíveis efeitos sobre a proposta de flexibilização do MUST/D, entende-se que essa discussão ultrapassa o escopo da regulação específica sobre sistemas de armazenamento de energia. De fato, o apontamento sobre a declaração fictícia da carga própria para fins de contratação do MUST/D evidencia uma distorção que pode comprometer a efetividade de regras como a de redução do MUST/D em até 15%. No entanto, dada a abrangência e complexidade do tema, sobretudo por envolver aspectos estruturais da lógica de contratação de uso da rede, considera-se mais apropriado que o assunto seja objeto de processo regulatório específico, com a devida instrução técnica, para tratar de forma sistêmica os critérios e controles aplicáveis à declaração e ao uso da carga própria pelos geradores nos acessos ao sistema elétrico.

207. Nesse sentido, seria oportuno que o ONS apresentasse os indícios de manipulação da carga própria de agentes de conhecimento desse Operador, para que esta Agência adote as providências que se fizerem necessárias.

208. Quanto ao percentual máximo de redução (15%), ele foi avaliado não somente considerando a capacidade teórica de redução do MUST/D de injeção do conjunto, mas também a razoabilidade do cenário atual, considerando o ainda elevado custo relativo de sistemas de armazenamento, a constatação de desafios de *enforcement* para assegurar o cumprimento dos limites contratuais de contratação do montante de uso de injeção, além da simplificação do regulamento, mediante a adoção de um percentual único. Ou seja, não foi estabelecida uma solução definitiva para a questão, mas sim um tratamento inicial que viabilize a redução dos MUST/D decorrente da instalação de SAEs junto com uma central geradora.

209. De toda a forma, foram realizadas análises complementares a respeito, incluindo simulações considerando curvas de geração solar fotovoltaica e curvas de utilização do sistema de SAE colocalizado.

210. A Figura 7, mostra, como exemplo, a dinâmica horária da geração fotovoltaica, do carregamento e do descarregamento de um sistema de armazenamento, com capacidade de absorção de 50% da energia gerada em um dia por uma central geradora fotovoltaica com potência máxima normalizada em 100 unidades de potência, bem como a injeção líquida de energia na rede ao longo de 24 horas. A curva de geração fotovoltaica utilizada foi baseada em dados geração média horária de geração fotovoltaica publicada pelo ONS^[12].

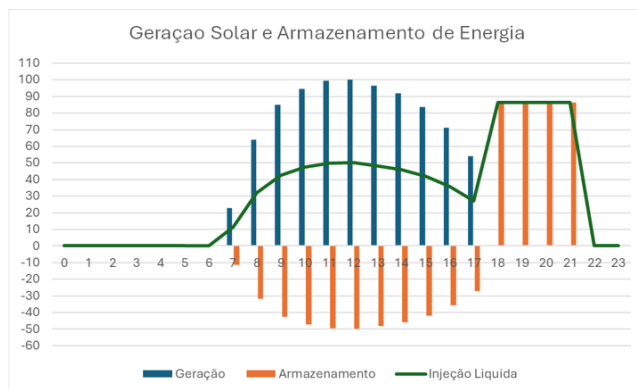


Figura 7 - Geração solar e armazenamento – ilustração

211. Durante o período diurno (das 6h às 18h), a geração solar (barras azuis) aumenta gradualmente, atinge o pico ao meio-dia e depois decresce. Nesse intervalo, parte dessa energia gerada está sendo armazenada (barras laranjas negativas), ou seja, desviada da injeção na rede para carregamento das baterias. A linha verde (injeção líquida) representa o saldo da energia realmente injetada na rede após o armazenamento — ela sobe gradualmente até estabilizar, indicando que a energia gerada além da demanda está sendo guardada.

212. A partir das 18h até as 21h, o gráfico mostra o descarregamento do sistema de armazenamento (barras laranja positivas), compensando a ausência de geração solar. A linha verde permanece constante nesse período, demonstrando que o sistema está injetando na rede a energia armazenada anteriormente. Após as 21h, a

descarga do armazenamento é interrompida e não há mais geração, o que resulta em injeção líquida nula.

213. Esta figura ilustra bem uma estratégia de deslocamento da geração solar para o horário de ponta, mas também reforça a complexidade e os custos adicionais envolvidos nesse tipo de operação, bem como a limitação da redução do MUST/D de injeção a ser contratado, uma vez que o sistema de armazenamento precisa ser descarregado durante horário em que o sistema ainda tenha carga para consumo da energia.

214. Outra abordagem que permite ilustrar essa limitação de redução do MUST/D de injeção é baseada na avaliação da capacidade de o SAE colocalizado reduzir o pico de injeção de potência da central geradora, atributo que pode ser utilizado por centrais geradoras para enfrentar os desafios de cortes de geração devido excesso de geração em determinados horários ou regiões. A Figura 8, ilustra a curva de geração típica de uma central geradora fotovoltaica e diferentes níveis de redução do pico de geração que o SAE colocalizado pode proporcionar, conforme os casos descritos na Tabela 2.

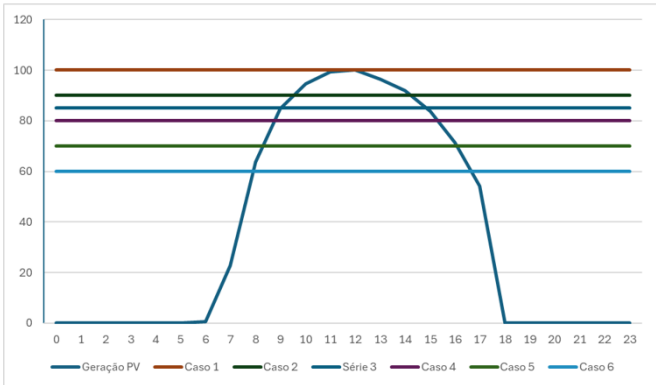


Figura 8 – Sensibilidade da redução da demanda máxima de injeção de uma central geradora solar fotovoltaica com SAE colocalizado

215. A Tabela 2 apresenta um resumo desses resultados. Nesse exemplo, tem-se uma geração de 100 MW que produz 886,7 MWh no dia. Na simulação, foram apresentados 6 Casos:

- i. Caso 1: não há a redução do MUST/D, não havendo energia armazenada nessa condição;
- ii. Caso 2: redução de 10% do MUST/D, sendo que 3,6% da energia total gerada é armazenada;
- iii. Caso 3: redução de 15% do MUST/D, sendo que 6,5% da energia total gerada é armazenada;
- iv. Caso 4: redução de 20% do MUST/D, sendo que 10,3% da energia total gerada é armazenada;
- v. Caso 5: redução de 30% do MUST/D, sendo que 18,3% da energia total gerada é armazenada; e
- vi. Caso 6: redução de 40% do MUST/D, sendo que 27,8% da energia total gerada é armazenada.

Tabela 2 – Resultados dos casos ilustrados na Figura 8

Geração			Simulação	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Dem. Max	100	MW	% Redução da Dem. Max	0%	10%	15%	20%	30%	40%
Energia	863,44	MWh	MUST (MW)	100	90	85	80	70	60
			E. Armazenada (MWh)	0	32,36	57,36	91,03	162,3	246,1
			Energia (%)	0,0%	3,6%	6,5%	10,3%	18,3%	27,8%

216. Observa-se que no Caso 1, a energia armazenada no SAE é igual a zero. No Caso 2, a área compreendida entre a curva de geração e a reta corresponde a 32,36 MWh (3,6% do total da energia gerada) e assim sucessivamente, até o Caso 6 em que o SAE acumula 246,1 MWh (27,8% do total da energia gerada).

217. Inicialmente, é importante registrar o ciclo de funcionamento do armazenamento de energia colocalizado em uma central geradora solar fotovoltaica: em primeiro lugar há a carga da bateria. Geralmente, esse período de carga é mais longo, de forma a aproveitar o máximo possível a geração disponível durante o dia; em segundo lugar, a energia do armazenamento precisará ser descarregada. Nesse ponto, um atributo de grande valor no mercado é a disponibilidade de potência na ponta do sistema elétrico, previsto para ocorrer a descarga do armazenamento em 4 horas.

218. Assim, à medida que se aumenta o corte de geração, pode-se aumentar o armazenamento de energia, em um processo de aproveitamento da energia que seria desperdiçada. Esse processo tem um limite, pois a descarga da bateira precisar ocorrer em um horário em que a energia ainda tenha valor para o sistema, um intervalo que, por exemplo, gira em torno de 4 horas.

219. Note que, no exemplo acima, foi possível armazenar 246,1 MWh (27,8% de geração) com um corte de 40% do MUST/D no horário do pico de geração. Para descarregar essa energia em 4 horas, seria necessário um MUST/D de 61,5 MW, demanda que é superior à demanda obtida com a redução de 40% do MUST/D no horário do pico de geração (de 100 MW para 60 MW). Em outras palavras, a redução do MUST/D obtida no horário de pico de geração não seria mais o pico de injeção da central geradora devido à necessidade de descarga do SAE colocalizado. Isso significa que, em linhas gerais, não há viabilidade técnica de reduzir o pico de injeção muito além dos 40%.

220. Considerando os custos ainda elevados dos sistemas de armazenamento que limitam os investimentos em sistemas de armazenamento de grande porte^[13] e as questões já mencionadas anteriormente, referentes à atuação conservadora da ANEEL, considerando a sustentabilidade do serviço e estabilidade das tarifas, bem como a preservação da capacidade de o sistema elétrico dispor, caso necessário, de uma maior parcela do total de potência instalada de geração em qualquer horário, a proposta é definir que a redução do piso de contratação do MUST/D a ser contratado por centrais geradoras com SAE colocalizado seja a potência de carga do SAE, limitada a **20%** do valor original do piso (considerando a configuração sem o SAE colocalizado), sem prejuízo de uma reavaliação no futuro, de acordo com a realidade do mercado.

221. É importante lembrar que a manutenção desse limite de 20% sobre a contratação não impede que centrais geradoras com SAE colocalizado operem com injeção de MUST/D em valores menores, uma vez que os ganhos com redução do EUST/D podem não ser relevantes em comparação outros benefícios que podem ser obtidos com a instalação do SAE, tais como: o próprio valor da energia entregue em horários diferentes – arbitragem de preços de energia –, serviços ancilares, melhoria da qualidade da energia etc – utilizando o conceito de empilhamento de receitas. Assim, a eventual impossibilidade de redução dos MUST/D contratado além do desejado não é barreira ao uso do armazenamento.

222. Adicionalmente, pondera-se que, de fato, o ideal seria definir o limite de redução de MUST/D de injeção caso a caso, como sugeriram algumas contribuições que mencionam que o momento da definição seria quando da emissão do parecer de acesso ou do orçamento de conexão. Entretanto, tal ação implicaria em aumento da complexidade, do custo operacional e aumento do potencial de conflitos relativos ao estudo desenvolvido pelo ONS ou pelas distribuidoras, o que é indesejável na atual fase da regulamentação. Dessa forma, a adoção de um valor regulatório único é vista como alternativa superior do ponto de vista global.

223. Sobre a proposta do INEL, avalia-se que a alternativa que foi levada na CP 39/2023, por premissa, considerou que SAE, ainda que instalado "*behind the meter*", deve influenciar na regra de contração do MUST/D em centrais geradoras. Dessa forma, a alternativa seria desconsiderar o SAE para fins de contração do MUST/MUSD, o que resultaria em uma proposta similar à Alternativa 1 da SN1 do Relatório do AIR, a qual é mais restritiva em relação àquela que ora se propõe.

224. Uma vez que o armazenamento foi considerado na regra de contratação, a proposta do INEL se apresenta no sentido de usar o SAE como artifício para liberar os limites de contração existentes, sem considerar as obrigações contratuais inerentes às centrais geradoras relativas aos montantes de uso.

225. Diante do exposto, a redução do piso de contratação do MUST/D de injeção de centrais geradoras com SAE colocalizado fica limitada a 20% da potência considerada no MUST/D original (da central geradora sem o SAE) para novas instalações de geração. Lembrando que, além desse limite, a referida redução do MUST/D contratado de injeção não poderá ser superior à potência de carga do sistema de armazenamento, preservando a filosofia de contratação da potência máxima injetável pela central geradora.

226. Destaca-se, ainda, que o percentual de redução de 20% do limite inferior do MUST contratado por centrais geradoras com SAE colocalizado também poderá ser aplicado quando da sua associação.

227. A associação e hibridização, desde sua origem, foram motivadas pela existência de complementaridade entre diferentes fontes de **geração**, conforme disposto no voto que aprovou a Resolução Normativa nº 954/2021, que regulamentou o tema:

15. Nesse cenário, a regulamentação das usinas híbridas e associadas constitui uma alternativa para o uso eficiente dos recursos disponíveis, tanto no que se refere aos recursos energéticos quanto aos de infraestrutura de rede.

16. **As usinas híbridas e associadas podem aproveitar a complementaridade temporal entre as diferentes fontes de geração de energia, contribuindo para o crescimento da capacidade de geração com menores investimentos em expansão das redes.** (Grifos nossos)

228. Assim, o conceito de associação, conforme citado anteriormente, será ampliado para abarcar os sistemas de armazenamento de energia elétrica dado seu potencial de atuar também no sentido da complementaridade temporal de injeção de potência no sistema de transmissão.

229. Cumpre esclarecer que tal conceito, no entanto, não se aplica para a contratação de uso na modalidade de consumo nas associações que envolvam ou não sistemas de armazenamento de energia elétrica. Assim, a contratação de uso do sistema de transmissão para esse tipo de associação deve ser realizada com base na máxima potência demandável pelo sistema de armazenamento no sistema de transmissão, não sendo cabível o estabelecimento de faixas de potência para demanda.

III.5.2 Possibilidade de redução do piso da faixa de potência para agentes com CUST/D assinado (existentes)

230. A proposta de vedação à redução do MUST/D abaixo do limite inferior da faixa de potência da central geradora e do sistema de armazenamento colocalizado (SAE), nos casos em que o Contrato de Uso já foi firmado, buscou preservar a lógica econômica de rateio dos custos da infraestrutura de rede no setor elétrico brasileiro. Trata-se de um instrumento voltado à preservação da sustentabilidade econômico-financeira da expansão e operação do sistema de transmissão e distribuição, evitando efeitos redistributivos indesejados entre os usuários da rede.

231. Como regra geral, os custos com a construção, manutenção e operação da malha elétrica são compartilhados entre os diversos usuários – consumidores e geradores – conforme o montante contratado de uso da rede. Assim, quando um agente decide reduzir o seu MUST/D contratado, o valor a ele atribuído no rateio de custos da rede é diminuído. Contudo, os custos fixos da infraestrutura permanecem inalterados, criando uma lacuna tarifária que precisa ser coberta pelos demais usuários.

232. No contexto da proposta de inserção de sistemas de armazenamento colocalizados a centrais geradoras, a possibilidade de redução do MUST/D por agentes com contratos de uso já firmados poderia comprometer a lógica de compartilhamento de custos, abrindo espaço para estratégias que desoneram determinados agentes em prejuízo dos demais.

233. Nesse sentido, a proposta regulatória buscou assegurar que a contratação do uso da rede fosse coerente com a capacidade efetiva de injeção da central geradora para usinas que já firmaram contratos de uso do sistema. A medida não tem como objetivo desincentivar o uso de SAE colocalizado, mas garantir que os benefícios sistêmicos dessa tecnologia fossem direcionados principalmente em novos projetos, internalizando a tecnologia de maneira justa e sustentável, evitando que a sua incorporação resultasse em externalidades negativas aos demais agentes.

234. Entretanto, a visão de limitar a redução do MUST/D abaixo do limite inferior da faixa de potência declarada para centrais geradoras com SAE colocalizado nos casos em que o Contrato de Uso (CUST/CUSD) já tenha sido assinado suscitou críticas e sugestões de aprimoramento por diversos agentes do setor elétrico durante a CP nº 039/2023.

235. De modo geral, as manifestações evidenciam uma ampla demanda por maior flexibilidade regulatória para a redução contratual do MUST/D em empreendimentos existentes que resolvessem incorporar um SAE colocalizado, especialmente diante dos potenciais benefícios sistêmicos associados ao armazenamento, como redução de *curtailment*, liberação de margem e adiamento de investimentos na rede. Em que pese os argumentos, permanece a preocupação regulatória com os efeitos redistributivos da descontração, que podem gerar assimetrias no rateio dos custos fixos da infraestrutura de rede.

236. Tal como algumas contribuições já citadas na sessão anterior desta Nota Técnica, a Comerc Energia S.A., por exemplo, além de propor a exclusão da limitação de redução do piso de contratação (assunto já tratado na sessão anterior desta NT), defendeu estender o tratamento para as centrais geradoras já existentes. Segundo a Comerc, essa limitação desincentiva a instalação de armazenamento em usinas operacionais, ao passo que tais sistemas contribuem para aumentar a flexibilidade operativa e otimizar o uso da rede. Como alternativa, a empresa sugeriu permitir reduções não onerosas de até 5% ao ano, nos moldes já aplicados aos consumidores livres.

237. As associações ABEEólica, ABSAE, EDP, Micropower e Recurrent Energy também se manifestaram contra a vedação proposta, alegando que a medida carece de fundamentação técnica e de Análise de Impacto Regulatório (AIR). Para essas entidades, restringir a otimização contratual do MUST/D para centrais existentes com SAE colocalizado inibe o aproveitamento de flexibilidade operativa e a liberação de margem de escoamento em regiões críticas do sistema, contrariando o interesse público e os objetivos de expansão eficiente da malha elétrica. Essas contribuições sugeriram que a regulação permita, inclusive, a redução sem ônus do MUST/D nos casos em que houver outros usuários interessados na capacidade liberada, mediante rotinas e procedimentos a serem definidos pelo ONS.

238. Na mesma linha, a Atlas Renewable Energy propôs a flexibilização para usinas existentes, desde que haja demanda por parte de outros agentes interessados na utilização daquela capacidade de escoamento. A Enel defendeu que a redução do MUST/D seja viabilizada para todas as usinas, novas ou existentes, com ou sem CUST/D firmado, desde que respeitadas as condições técnicas e regulatórias já previstas para assegurar a confiabilidade e o equilíbrio do sistema.

239. A SPIC Brasil ressaltou que a possibilidade de reduzir o MUST/D contratado por usinas existentes com SAE colocalizado contribui diretamente para a flexibilidade operativa e para a redução de *curtailment* de fontes renováveis, o que pode resultar em diminuição dos Encargos de Serviço do Sistema - ESS e

benefícios tarifários aos consumidores. Para a empresa, a regulação atual já oferece instrumentos suficientes para tratar tais reduções, como os dispositivos do art. 155 da REN nº 1.000/2021 e os itens 4.9 e 4.10 do Módulo 5 das Regras dos Serviços de Transmissão.

240. No âmbito desta CP, a CPFL Energia se posicionou de forma distinta ao defender que a redução do MUST/D contratado seja permitida apenas no momento da contratação ou periodicamente, conforme os regulamentos em vigor.

241. Em avaliação das contribuições apresentadas, é importante destacar, primeiramente, que a proposta de permitir a redução do piso da faixa de potência para uma central geradora em função da existência de um armazenamento colocalizado somente para novos empreendimentos não careceu de fundamentação. Conforme explicado no início desta Seção, a questão foi analisada e, na proposta de abertura da CP, optou-se por preservar os níveis de contratação existentes, visando evitar externalidades negativas a terceiros decorrentes da redistribuição de custos relativos ao sistema elétrico, motivada pela decisão de um usuário.

242. Outra questão preliminar é que não há que se falar em ausência de análise de impacto regulatório, uma vez que a AIR realizada na primeira fase da CP nº 39/2023 discutiu, na solução normativa (SN) 1, justamente a viabilidade de permitir ou não a redução do piso da faixa de potência, sendo que a alternativa 1, discutida na AIR, era negar essa redução. O que houve, portanto, foi uma diferenciação na solução normativa aplicada a usuários diferentes, novos contratos ou contratos existentes, o que entende-se ser perfeitamente possível.

243. Apesar disso, a ANEEL voltou a refletir sobre a alternativa regulatória escolhida para as instalações já existentes. Nesse trabalho, além de considerar as contribuições apresentadas, um ponto avaliado foram os riscos envolvidos em estabelecer regras diferenciadas para contratos novos e existentes, situação que poderia levar a comportamentos indesejáveis, tais como movimentos massivos de rescisão e recontração do CUST/D por centrais geradoras, visando migrar para contratos em que pudessem reduzir o piso da faixa de potência.

244. Como conclusão da análise, entendeu-se ser razoável permitir a redução do piso da faixa de potência de injeção a ser contratado por centrais geradoras existentes, a partir da incorporação de um SAE colocalizado, desde que haja regras de transição. Acatando as sugestões apresentadas em algumas das contribuições, além do limite existente para novos contratos (potência máxima de carga do SAE colocalizado, limitada a 20%), será definido um limite anual de redução, que não poderá exceder 5% do piso do MUST/D contratado original, ou seja, desconsiderando a existência do SAE colocalizado.

245. A redução realizada dentro do referido limite de 5% ao ano não será onerosa. Caso o gerador não deseje se submeter a essa regra, reduzindo em percentual superior a 5% ao ano (mas limitado ao novo piso), poderá optar entre uma redução de MUST/D onerosa ou pela rescisão contratual integral e recontração (o que inclui riscos e possíveis custos inerentes, tais como existência de margem, prazos etc.). Em ambos os casos, o gerador estaria sujeito a eventuais pagamentos em caso de antecipação (redução de MUST/D ou rescisão de CUST/D onerosa), conforme as regras previstas para os segmentos de transmissão e distribuição. No caso de redução do MUST/D onerosa, o pagamento se aplica somente na proporção do MUST/D reduzido.

246. A ideia de condicionar a redução do piso à reposição de margem contratada foi descartada em decorrência de sua complexidade operacional. Assim, a redução do piso da faixa de potência em contratos de centrais geradoras existentes que venham a instalar SAE colocalizado poderá ocorrer, independentemente de haver outro usuário candidato a ocupar a capacidade liberada do sistema.

III.5.3 Possibilidade de redução do piso da faixa de potência para central geradora com SAE colocalizado que esteja ou venha a estar comprometida com a prestação de serviços que impliquem despachos de potência pelo ONS ou pela distribuidora.

247. Na abertura da segunda fase da CP nº 39/2023, uma premissa que foi considerada foi a vedação da possibilidade de redução do MUST/D em centrais geradoras com SAE colocalizado que prestassem serviços que implicassem despachos centralizados de potência, seja pelo ONS ou pela distribuidora, na condição de operadora do sistema de distribuição. Para esses casos, poderia ser necessário o uso da rede para injeção em plena potência de geração (ou até mais, no caso de uso do SAE em descarga junto com a geração), montante superior ao definido na faixa de potência reduzida.

248. No âmbito desta CP, a CPFL Energia defendeu que a responsabilidade sobre riscos operacionais, como ultrapassagens, deve permanecer com o empreendedor, incluindo eventuais penalidades associadas.

249. Já a ABIAPE entende a motivação da ANEEL de considerar que o ONS poderá despachar o SAE quando a usina estiver com geração máxima. No entanto, a Associação defende que essa prerrogativa estará incluída nas portarias ou editais de contratação de tais serviços, mediante, por exemplo, a adoção de que os serviços de atendimento à potência tenham períodos pré-definidos, possibilitando o gerenciamento da injeção de energia pelo empreendedor. Assim, a ANEEL estaria pressupondo que o ativo comprometido precisará estar disponível em tempo integral, ou seja, antecipando a decisão que fica sob a responsabilidade do MME ou do ONS no momento da contratação do serviço.

250. Acolhendo parcialmente as contribuições recebidas, a vedação foi retirada, mas foi positivado que a central geradora com SAE Colocalizado que assumir compromissos relacionados a entrega de potência de injeção com o operador do sistema em desconformidade com sua contratação do uso da rede não poderá alegar excludente de responsabilidade caso essa condição ocasione cobranças por ultrapassagem.

III.5.4 Definição da cobrança por ultrapassagem em caso de redução do piso da faixa de potência relacionada ao uso de SAE colocalizado.

251. A cobrança por ultrapassagem refere-se à cobrança adicional aplicada quando um acessante injeta potência acima da demanda contratada no Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) ou Distribuição (MUSD). Tal cobrança busca refletir os custos sistêmicos associados ao uso não previsto da infraestrutura elétrica, funcionando como um mecanismo de incentivo regulatório. Seu objetivo é incentivar a contratação correta dos montantes de uso desejados pelos usuários e promover o uso racional e eficiente da capacidade contratada, contribuindo para a modicidade tarifária e para a melhor alocação dos investimentos em infraestrutura elétrica.

252. No âmbito da Consulta Pública nº 039/2023, diversas entidades se manifestaram contra a proposta da ANEEL de cobrar em dobro essa parcela de ineficiência no caso de ultrapassagens cometidas por centrais geradoras com sistemas de armazenamento colocalizados que tenham contratado demanda de injeção inferior à potência máxima injetável. A APINE destacou que a duplicação da cobrança não foi precedida de uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) nem acompanhada de fundamentação técnica, o que compromete a legitimidade normativa da medida. Essa ausência de fundamentação também foi apontada pela ABEEólica, que reforçou que o tratamento diferenciado para acessantes com SAE é injustificado e discriminatório, e que as regras já vigentes – como a cobrança padrão por ultrapassagem e a vedação a múltiplas reduções de demanda contratada por ano – já são suficientes para coibir estratégias ineficientes de contratação.

253. A ABGD, a ABSAE, a ATHON Energia, a Comerc, a EDP, a Elera Renováveis, Micropower, e Recurrent Energy reforçaram que a majoração da cobrança vai na contramão da racionalização e otimização do uso das redes de transmissão e distribuição, desestimulando justamente os agentes que buscam soluções mais eficientes por meio do armazenamento. Essas entidades também alegaram que tanto a limitação de 15% na redução da faixa de potência contratada quanto a duplicação da cobrança por ultrapassagem resultam em ônus desproporcional e comprometem a viabilidade econômica de projetos com SAE, criando barreiras desnecessárias à adoção dessa tecnologia. A Comerc ainda acrescentou que uma eventual diferenciação tarifária poderia até ser discutida, desde que baseada em uma AIR específica que considere os riscos e impactos para o setor.

254. A Enel complementou essa visão com exemplos internacionais, citando experiências regulatórias de países como EUA, Austrália, Chile e nações da União Europeia, onde a contratação de capacidade para centrais com armazenamento é tratada com flexibilidade, permitindo inclusive o uso de estratégias como instalações autolimitadas ou contratos de interconexão com capacidade excedente (“Surplus Interconnection”), sem necessidade de majorar penalidades.

255. Segundo a empresa, essas práticas são fundamentais para acelerar a integração de renováveis, aliviar congestionamentos na rede e reduzir cortes de geração. A possibilidade de operar o armazenamento na configuração "atrás do medidor", sem aumento da potência de injeção, é um exemplo de como as regras internacionais incentivam o uso eficiente da rede sem impor custos adicionais injustificados.

256. Por fim, o Grupo Energisa propôs ajustes pontuais na redação normativa para dar maior clareza à regra sobre ultrapassagem, destacando que a cobrança atualmente já implica penalização em dobro, o que torna redundante ou confusa a nova formulação proposta. O grupo também sugeriu melhorias nos dispositivos relacionados à instalação de sistemas de proteção, como o SEP, para prevenir ultrapassagens que possam causar impactos operacionais.

III.5.4.1 Análise das contribuições acerca da ultrapassagem em caso de redução do piso da faixa de potência relacionada ao uso de SAE colocalizado.

257. Em avaliação, entende-se que as contribuições não devem ser aceitas. Primeiramente, a ultrapassagem não é penalidade, mas sim regra de faturamento para incentivar a utilização da rede em conformidade com a contratação existente, visando otimizar o uso da rede.

258. Nesse contexto, usuários com diferentes perfis de uso podem estar sujeitos a regras de faturamento distintas. Nessa seara, é evidente que a central geradora com SAE colocalizado que opta por contratar um MUST/D inferior à potência máxima de geração líquida, contanto com o funcionamento a pleno do SAE colocalizado, possui um perfil diferenciado de uso, uma capacidade maior de controle sobre a injeção e, portanto, pode estar sujeita a uma maior responsabilização em caso de descumprimento dos valores contratuais.

259. Cabe lembrar que, mesmo possuindo SAE colocalizado, não há obrigatoriedade de contratação do uso abaixo do limite da máxima potência injetada pela central geradora (potência instalada – carga própria), de forma que o gerador não precisa se submeter a essa regra – basta não fazer uso da redução do piso da faixa de potência. Ademais, a cobrança da ultrapassagem só se aplica em caso de efetiva ultrapassagem, de forma que não será prejudicado o agente que cumprir o que foi contratado.

260. Por fim, importa informar que, no âmbito da REN nº 1.000/2021, a proposta levada à segunda fase da CP 39/2023 previa obrigação às distribuidoras de exigir da central geradora a instalação de equipamento específico de proteção para assegurar a não ocorrência das ultrapassagens (ou limitá-las) em caso de risco de distúrbios ou danos ao sistema elétrico. Para o fechamento da CP, entendeu-se preferível retirar a obrigação, ficando a exigência de instalação de equipamentos facultada às distribuidoras.

III.5.5 Definição da TUST/D

III.5.5.1 – Do Conceito de Tarificação do Uso da Rede Elétrica

261. Conforme discutido na Tomada de Subsídios 11/2024, uma das principais premissas para a definição de tarifas aplicáveis aos usuários de serviços de infraestrutura é o princípio da causalidade de custos ^[14], isto é, em que medida o acesso e o uso de determinados usuários ocasionam perdas, custos variáveis, a necessidade de expansão do sistema, seja por meio da instalação ou expansão da capacidade de infraestruturas existentes, ou mesmo, alteram os custos de operação dos sistemas em nível local ou sistêmico. Em geral, os operadores dessas infraestruturas possuem melhores condições de identificar e quantificar os custos decorrentes do acesso a essas infraestruturas.

262. Contudo, diante de exames complementares realizados no atual estágio de instrução da presente consulta pública, não é possível identificar de forma clara a causalidade de custos associada ao acesso e uso das redes de distribuição e transmissão pelos Sistemas de Armazenamento (SAE), em especial o SAE Autônomo. Logo, cabe-se discutir com base em princípios e considerações gerais.

263. Uma primeira abordagem seria considerar os sistemas de armazenamento como ativos da prestação do serviço de infraestrutura, similar a outros equipamentos de propriedade das operadoras de rede, transmissoras e distribuidoras, que prestam serviços para garantir a qualidade, continuidade ou conformidade, da energia transmitida/distribuída. Nessa abordagem não se trata de um usuário do sistema, mas sim de um ativo para prestação do serviço de infraestrutura, portanto, não faria sentido a cobrança pelo uso do sistema. Em uma análise generalista, assumindo que o prestador do serviço ou o planejador do sistema têm informações adequadas do sistema elétrico, e podem alterar características do equipamento (inclusive sua localização) sempre que necessário para o sistema.

264. De modo comparativo, ao se tratar o SAE Autônomo como um novo usuário que irá acessar a infraestrutura de rede e prestar um serviço elétrico e/ou energético, não se pode afirmar neste momento que, para todas as condições e em todos os casos, o acesso desse usuário não implicará em necessidade de expansão do sistema. Assim, por ser um novo usuário, independente, que solicita acesso e utiliza a infraestrutura de rede, inclusive podendo gerar expansão, deve ser cobrado pelo uso do sistema, assim como os demais acessantes.

265. No entanto, reconhece-se que os sistemas de armazenamento podem gerar benefícios ao sistema, ao proporcionar uma maior flexibilidade e otimização na relação entre oferta e demanda de energia elétrica. Assim, ao armazenar o excedente de energia gerada durante períodos de alta produção e disponibilizá-la em períodos de baixa geração ou elevada demanda, o armazenamento contribui para o equilíbrio do sistema, reduzindo a necessidade de acionamento de fontes mais caras, como as usinas térmicas, especialmente em horários de pico. Essa dinâmica pode levar a uma redução de custos com energia para os consumidores e a uma maior integração de fontes renováveis intermitentes.

266. Benefícios similares, no que se refere ao equilíbrio da relação entre oferta e demanda e na racionalização do uso do sistema, também podem ser observados em usinas próximas aos centros de carga, com altos fatores de capacidade e de disponibilidade, como algumas usinas Hidrelétricas, Nucleares e Térmicas, por exemplo, não se tratando, portanto, de uma exclusividade dos SAEs Autônomos.

267. Igualmente, também se verifica benefícios na alocação de consumidores próximos aos pontos com excedente de geração, o que também colabora para o uso mais eficiente da infraestrutura elétrica.

268. Este ponto merece destaque, **não se deve confundir os custos e benefícios energéticos com os custos e benefícios da infraestrutura de rede**. Como será mostrado na sequência, o universo de acessantes afetados é distinto em cada caso, logo, não os separar contraria o princípio da causalidade de custos.

269. Os sistemas de armazenamento de energia podem exercer um impacto complexo sobre o sistema elétrico, especialmente sob o aspecto de eventual conexão profunda, que considera os impactos além do ponto de conexão à rede elétrica (conexão rasa), como aplicado atualmente para PIE. Nesse sentido, uma avaliação cuidadosa dos custos e benefícios envolvidos é essencial para compreender com maior precisão o real impacto desses sistemas sobre a infraestrutura elétrica.

270. De toda forma, para se avaliar a aplicabilidade de tarifas a esses sistemas de armazenamento, cabe refletir também sobre os conceitos de tarificação do uso da rede elétrica.

271. Com vistas à compreensão dos conceitos tarifários, a rede elétrica pode ser entendida como uma via com dois sentidos inversos e não coincidentes (ida ou volta a depender do momento), que interliga um ponto "A" a outro ponto "B". No caso da transmissão, por exemplo, o custo total dessa infraestrutura é denominado de Receita Anual Permitida (RAP), que é igualmente repartida para custeio da via tanto no sentido AB→, como no sentido BA→. Quem usa a via no sentido AB→ paga pela disponibilidade dessa infraestrutura, na forma de "pedágio", uma Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) na modalidade geração, e quem usa no sentido inverso BA→ paga TUST na modalidade consumo.

272. Importante entender que a disponibilidade do transporte para ir do ponto A para o ponto B é um serviço diferente do transporte para retornar do ponto B para o ponto A, uma vez que o custeio da capacidade da via está dividido nesses dois trechos. Assim, o pagamento pela disponibilidade de apenas um trecho não recupera o custo integral da infraestrutura. Por essa razão, a prestação do serviço em cada trecho é formalizada de maneira específica, por meio da assinatura do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) nas modalidades geração e consumo, respectivamente.

273. Assim, cumpre esclarecer que a contratação em regime permanente por um mesmo agente nos dois sentidos, o que é a regra atual no sistema de transmissão^[15], **não representa duplicidade de pagamento pelo uso da rede elétrica**, mas apenas a contratação de usos distintos para determinada infraestrutura de transporte, cuja capacidade de tráfego tem seu custo repartido nos dois sentidos. Há atualmente 21^[16] **agentes nessa mesma situação, inclusive**.

274. Dessa forma, esclarece-se que o pagamento em apenas um sentido não é suficiente para recuperar a totalidade dos custos associados à disponibilização da capacidade da rede. Por isso, a premissa de se evitar a duplicidade tarifária precisa ser entendida como a não incidência de duas tarifas para a mesma modalidade de uso, ou seja, o pagamento de duas tarifas de uso para geração ou duas tarifas de uso para consumo, o que notadamente não seria o caso dos SAEs Autônomos, que operam ora como carga, ora como geração, realizando usos distintos da infraestrutura.

275. Cumpre destacar que, no setor elétrico, em particular, a interação entre a carga e geração pode reduzir o fluxo nas linhas de transmissão. Considera-se, contudo, que essas questões são capturadas nas metodologias tarifárias.

276. Além do princípio da causalidade de custos, a definição da tarifa deve observar outro princípio, o equilíbrio econômico-financeiro, conforme comentando na Nota Técnica 95/2024-STR/ANEEL, de 27 de junho de 2024^[17]:

O modelo tarifário pode ser dividido em dois estágios: o primeiro considera estritamente o princípio da **causalidade de custos**. Em uma segunda etapa outros princípios devem ser considerados. O primeiro critério do segundo estágio é o ajuste para o princípio do **equilíbrio econômico-financeiro**^[18].

277. O que para o presente caso pode ser interpretado como: mesmo que um SAE Autônomo não cause expansão do sistema, nem no momento que atua como carga nem no momento que atua como gerador, ainda assim deve contribuir para o pagamento dos custos afundados do sistema. Dessa forma, o princípio do equilíbrio econômico e financeiro da prestadora de serviço de infraestrutura deve ser observado também nesse contexto.

278. As atuais metodologias utilizadas para definição das tarifas, tanto da transmissão como da distribuição, são baseadas em abordagens marginalistas de longo prazo, fundamentadas no princípio da causalidade de custos. Contudo, possuem critérios diferentes de ajuste ao custo médio: aditivo na transmissão e multiplicativo na distribuição, com vistas a assegurar o princípio do equilíbrio econômico e financeiro do prestador de serviço. Não cobrar do SAE Autônomo uma das suas formas de operação, carga ou geração, pode comprometer o atendimento de ambos os princípios acima.

279. Um aspecto adicional, discutido internacionalmente, é sobre a neutralidade tecnológica^[19]. Tal conceito deve ser avaliado para considerar ou não tratamento diferenciado por tecnologia em relação ao pagamento pela utilização da infraestrutura. Acessantes que utilizam determinado ponto como injeção devem pagar diferentemente pela utilização da infraestrutura apenas por que possuem tecnologias diferentes? Ou então, por que determinada tecnologia de armazenamento deve ter um encargo de uso do sistema diferenciado de outra tecnologia de armazenamento?

280. Ademais, no caso do SAE Autônomo, os custos e benefícios de curto e longo prazo se sobrepõem aos custos e benefícios de natureza elétrica e energética. Desse modo, considerando o atual estágio de discussão regulatória sobre o tema, a adoção de tratamento diferenciado aos SAEs Autônomos com base no argumento da “duplicidade de pagamento”, abordagem centrada exclusivamente na perspectiva do acessante, não é suficiente para justificar a não aplicação dos princípios da causalidade de custos e do equilíbrio econômico-financeiro, bem como a preocupação em relação à neutralidade tecnológica.

III.5.5.2 - Do Contexto Operativo do SAE Autônomo

281. Importa entender a função do SAE Autônomo no contexto operativo do SIN. Como já mencionado, esses sistemas de armazenamento possuem a propriedade de poder preencher as lacunas entre carga e geração no sistema, que naturalmente são descompassadas no tempo, oferecendo uma resposta dinâmica às oscilações de oferta e demanda de energia.

282. Portanto, para que o sistema elétrico possa ser otimizado, entende-se que duas abordagens precisam ser consideradas: (i) a presença de operador centralizado^[20] que define onde instalar e quando operar; ou (ii) na ausência de um operador conforme item (i), conferir sinais de preços^[21] adequados que induzam os agentes interessados onde instalar e quando operar.

283. Há uma questão regulatória estratégica quanto ao grau de envolvimento do operador do sistema na operação direta dos sistemas de armazenamento de energia. Se o operador do sistema não controlar o armazenamento, a informação imperfeita sobre as demandas de eletricidade pode resultar na incapacidade de vender serviços de equilíbrio e auxiliares no momento ideal, tornando o armazenamento menos competitivo e desencorajando investimentos.

284. Portanto, o operador do sistema está na melhor posição para otimizar o uso das tecnologias de armazenamento e equilibrar o sistema. A escolha entre investir em armazenamento ou em capacidade extra de rede pode ser ampliada quando se demonstra que o armazenamento é a opção mais econômica, considerando todos os serviços que pode oferecer (GISSEY, DODDS E RADCLIFFE, 2018^[22]).

285. Ademais, Ramos e Ala-Juusela (2021) entendem que os sistemas de armazenamento devem estar incluídos no planejamento, com a análise de viabilidade econômica e localização.

286. Os sistemas de armazenamento enquadrados na configuração descrita anteriormente no item (i) deveriam ser classificados como ativos de transmissão, cuja necessidade de instalação seria identificada pelo Planejamento Setorial^[23], que também definiria, de forma estratégica, a sua localização no sistema elétrico. Nessa modalidade, a operação dos sistemas de armazenamento ocorreria sob comando centralizado do ONS e a prestação do serviço seria remunerada por meio de uma parcela de Receita Anual Permitida (RAP) correspondente.

287. Essa receita seria proporcionalmente dividida entre os segmentos consumo e geração (beneficiários pagantes) do SIN e seria arrecadada por meio das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST). Trata-se, portanto, de modelo que reflete com clareza os conceitos assinalados, tornando desnecessária a aplicação de tarifas de uso para esses sistemas de armazenamento, já que atuariam como prestadores de serviço de transmissão sob ação coordenada de um ente centralizado.

288. Há, inclusive no Brasil, exemplos concretos de sistemas de armazenamento enquadrados como ativos de transmissão, como é o caso do banco de baterias autorizado pela ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 10.892/2021, implantado pela transmissora ISA Energia Brasil (antiga CTEEP) na Subestação Registro. Em âmbito internacional, destacam-se experiências semelhantes, como os chamados *Grid Boosters*, também conhecidos como *Storage-As-Transmission-Assets*^[24] (SATA), que vêm sendo implementados na rede de transmissão da Alemanha, com o objetivo de aumentar a flexibilidade operacional e a eficiência do sistema elétrico.

289. Há de se destacar também a existência de equipamentos que mais se assemelham a uma central geradora do que um ativo convencional de transmissão, mas que mesmo assim, quando utilizados para operação centralizada, são enquadrados como ativos de transmissão. Refere-se aos Compensadores Síncronos.

290. Em contrapartida, para o caso de SAE Autônomo atuando como usuários do sistema de transmissão e distribuição e não como ativo de rede, ainda não há definição quanto ao papel de atuação do ONS (e/ou das distribuidoras) sob os aspectos de localização e comando operacional desses ativos. Isso porque, independentemente do arranjo econômico adotado para a remuneração do serviço de armazenamento, seja por meio de RAP, Encargo de Reserva de Capacidade (ERCAP) ou comercialização de energia, o benefício sistêmico resultante da prestação do serviço a que esse ativo se destina, s.m.j, tende a ser equivalente para os beneficiários pagantes do SIN.

291. A principal diferença entre os arranjos econômicos adotados recai sobre os usuários que pagariam por esse serviço. Como dito, caso o serviço seja remunerado via RAP, todos os usuários de geração e consumo do SIN pagariam, mas no caso de remuneração via ERCAP, os custos seriam alocados apenas sobre os usuários do segmento consumo, tal como previsto no art. 5º do Decreto nº 10.707/2021, que trata de contratação de reserva de capacidade de potência no âmbito do SIN. Confira:

Art. 5º A **contratação de reserva de capacidade**, na forma de potência, **será formalizada** por meio da celebração de Contratos de Potência de Reserva de Capacidade - CRCAP **entre os agentes vendedores** nos leilões de reserva de capacidade de que trata o art. 3º e a **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, como representante dos agentes de consumo, incluídos aqueles de que tratam os art. 15 e art. 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e o § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e os autoprodutores.** (grifos nossos)

292. Ainda sobre o Decreto nº 10.707/2021, no §2º do art. 3º, há menção quanto à adoção de metodologias locais para dar sinais econômicos a fim de gerar benefícios ao sistema.

Art. 3º A reserva de capacidade, na forma de potência, será contratada por meio de leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, direta ou indiretamente, observadas as diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia, a partir de empreendimentos novos e existentes.

(...)

§ 2º Nos leilões de reserva de capacidade de que trata o caput, **poderão ser considerados sinais econômicos relacionados aos benefícios para o sistema associados à localização dos empreendimentos.**

293. Nesse sentido, entende-se que os serviços a serem prestados pelos SAEs Autônomos tendem a gerar benefícios a todos os usuários do SIN, embora seu custeio, a depender do arranjo econômico a ser adotado, possa recair exclusivamente sobre o segmento consumo, configurando uma distorção na alocação de custos, comprometendo o princípio da causalidade de custos.

III.5.5.3 – Das Experiências Internacionais

294. Não obstante, os SAEs Autônomos já são uma realidade em diversos países, conforme experiência internacional apresentada na Tabela 3.

[25]
Tabela 3: Experiências Internacionais

País	Tarifas de Transmissão p/ armazenamento	Tarifas de Distribuição p/ armazenamento	Regimes Tarifários Especiais	Design de Tarifas	Custos de Rede
Áustria	Regimes tarifários especiais		Tarifas especiais para armazenamento de bombeamento hidráulico		
Bélgica	Tarifas de injeção e retirada	Tarifas de injeção e retirada			Entre os mais baixos da Europa
Finlândia	Tarifas de injeção e retirada	Sem Tarifas			Entre os mais baixos da Europa
França		Tarifas de injeção e retirada	Estrutura opcional para autoconsumo coletivo, descontos para armazenamento de bombeamento hidráulico		Entre os mais baixos da Europa
Alemanha	Regimes tarifários especiais		Isenção de 20 anos para instalações construídas entre 2011 e 2026		
Itália	Isento de tarifas de rede, transmissão e distribuição	Isento de tarifas de rede, transmissão e distribuição		Abordagem mista: volumétrica, capacidade e custos fixos	
Luxemburgo		Tarifas de injeção e retirada			
Países Baixos				Abordagem mista: volumétrica, capacidade e custos fixos	Entre os mais baixos da Europa
Noruega	Tarifas de injeção e retirada			Abordagem mista: volumétrica, capacidade e custos fixos	
Portugal	Isento para retiradas de bombeamento hidráulico		Isenção para injeções de baterias	Abordagem mista: volumétrica,	

Pais	Tarifas de Transmissão p/ armazenamento	Tarifas de Distribuição p/ armazenamento	Regimes Tarifários Especiais	Design de Tarifas	Custos de Rede
				capacidade e custos fixos	
Irlanda			isenção para injeções de baterias		
Espanha	Isento para retiradas de bombeamento hidráulico, baterias diretamente conectadas à rede			Abordagem mista: volumétrica, capacidade e custos fixos	
Suécia		Tarifas de injeção e retirada	Tarifas variáveis no tempo, algumas isenções para geração	Abordagem mista: volumétrica, capacidade e custos fixos	
Reino Unido	Tarifas de injeção e retirada				

295. Observa-se que não há consenso e que as experiências internacionais são diversas acerca da aplicação das tarifas de uso da rede aos sistemas de armazenamento de energia, havendo casos de cobrança integral, isenções parciais ou totais e até regimes tarifários especiais, tanto para os momentos de carga como de descarga.

296. Embora as isenções tenham sido utilizadas como instrumento de política pública, com o objetivo de estimular a implantação massiva da tecnologia e viabilizar maior aproveitamento das fontes renováveis, não foram apresentadas motivações técnicas robustas que sustentem esse modelo de isenções como mais adequado sob a ótica da alocação eficiente dos custos da rede elétrica, dos quais as tarifas de uso visam recuperar.

297. Não obstante, alguns trabalhos internacionais se posicionam no sentido de se desenvolver tarifas horárias que considerem a responsabilidade de potência ^[26].

298. Diante disso, torna-se pertinente avaliar com maior profundidade o contexto brasileiro, a fim de se identificar eventuais motivações técnicas que justifiquem o estabelecimento de modalidades tarifárias diferenciadas futuramente.

III.5.5.4 – Da Legislação Tarifária

299. A Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, estabelece que as tarifas devem garantir receita suficiente (princípio do equilíbrio econômico-financeiro):

Art 1º

(...)

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

300. A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, traz a possibilidade de estabelecer tarifas diferenciadas em função de características técnicas e custos específicos. Confira:

Art. 13

(...)

§ 2º **As tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos** provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários.

301. Já, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelece a competência da ANEEL para a definição das TUST/D. Veja:

Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1º, compete à ANEEL:

(...)

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

a) assegurar **arrecadação de recursos suficientes** para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão; e

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

302. E o Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, estabelece diretrizes para a ANEEL observar no cálculo tarifário:

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

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

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

III - estimular novos investimentos na expansão dos sistemas;

IV - **induzir a utilização racional dos sistemas;**

V - **minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos;** e

VI - estimular ações de inclusão energética e de combate a perdas não técnicas e à inadimplência.

303. Sobre a possibilidade de tratamento diferenciado, não há dispositivo legal que discrimine os SAEs Autônomos dos demais usuários da rede elétrica, tal como se tem para os definidos no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, assim transcrito:

§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia.

304. Quanto aos custos específicos, como já mencionado, ainda não está claramente estabelecida a relação de causalidade entre a atuação dos SAEs Autônomos como acessantes da rede, o que demandaria uma análise mais aprofundada, em especial do ONS e EPE, instituições responsáveis pela operação e planejamento do SIN.

305. Ademais, dentre as diretrizes estabelecidas no Decreto nº 2.655/1998, cabe pontuar que a implantação dos sistemas de armazenamento pode contribuir com o uso mais racional da infraestrutura elétrica e para a redução dos custos de ampliação, especialmente em função da sua capacidade de prover reserva de potência e de prestar serviços ancilares. No entanto, na condição de usuários do sistema, mas sem uma coordenação centralizada para definição de sua localização no SIN, os SAEs Autônomos podem ser incentivados a acessar o sistema de uma forma ineficiente, que resulte em incrementos de custos para os demais usuários.

306. Nesse contexto, a sinalização locacional da TUST contribui na avaliação das posições eletrogeográficas para a conexão dos SAEs Autônomos, embora seja imperativo uma avaliação mais criteriosa voltada para essa finalidade, uma vez que o cálculo tarifário se baseia em metodologia de custo marginal de longo prazo, visando capturar o custo de expansão quanto à máxima exigência de potência do sistema.

307. No caso da TUST, o sinal tarifário reflete os pontos que novas conexões/ampliações geram expansão da carga e/ou geração, identificando as regiões cujo custo de uso da rede para gerar ou consumir fica mais atrativo a depender da concentração dos montantes de uso contratados. Segundo o mapa de calor apresentado na Nota Técnica nº 147/2025-STR/ANEEL, que instruiu o cálculo das TUST do ciclo tarifário 2025/2026, as regiões Sul e Sudeste possuem tarifas mais vantajosas para os geradores, enquanto as regiões Norte e Nordeste se mostram mais favoráveis para os consumidores.

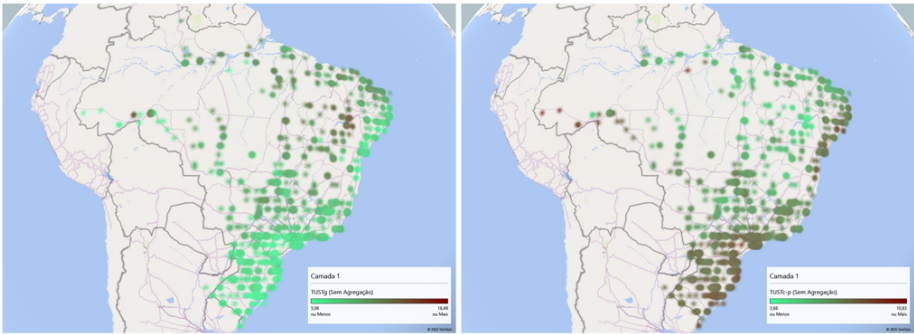
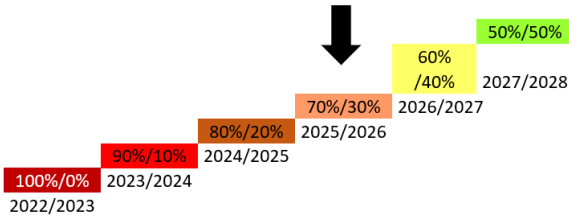


Figura 9 – Sinal Locacional do segmento geração e do segmento consumo no horário de ponta.
Fonte: Figura 5 da Nota Técnica nº 147/2025-STR/ANEEL

308. Esse sinal tarifário tende a ficar mais intenso até o ciclo 2027/2028, em função da transição metodológica prevista na REN nº 1.041/2022, que considera um regime de transição de 5 ciclos tarifários, alterando gradativamente os percentuais de participação de cada cenário Regional (PDR) e Nacional (PDN), conforme pode-se verificar nos §§ 88 a 92 do Submódulo 9.4 do PRORET:

- 88. Para o ciclo tarifário 2023/2024, a participação PDR será igual a 90% e PDN igual a 10%.
- 89. Para o ciclo tarifário 2024/2025, a participação PDR será igual a 80% e PDN igual a 20%.
- 90. Para o ciclo tarifário 2025/2026, a participação PDR será igual a 70% e PDN igual a 30%.
- 91. Para o ciclo tarifário 2026/2027, a participação PDR será igual a 60% e PDN igual a 40%.
- 92. Do ciclo 2027/2028 em diante, a participação PDR será igual a 50% e PDN igual a 50%.”



III.5.5.5 – Da Localização dos SAEs Autônomos

309. Para a Rede Básica, embora as TUST forneçam um sinal econômico importante, refletindo a concentração dos MUST contratados de carga e geração em determinado ponto, este não constitui, isoladamente, critério suficiente para a otimização locacional plena dos SAEs Autônomos no Sistema Interligado. Nesse sentido, entende-se que seria desejável a sinalização técnica, por parte do ONS ou EPE, dos pontos mais adequados para conexão desses sistemas.

310. Sobre isso, a Nota Técnica nº 125/2024/DPOG/SNTEP, que apresenta a minuta de portaria de diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de novos sistemas de armazenamento, de 2025 – LRCAP Armazenamento de 2025, apontou que “...a ANEEL, no Ofício nº 362/2023 – DIR/ANEEL (SEI nº 0830420), de 17 de novembro de 2023, destaca a questão da localização da potência contratada em leilões de reserva de capacidade, tendo em vista a existência de restrições à transmissão de energia elétrica no SIN. Entretanto, a indicação do ONS, conforme o Documento CTA-ONS DGL 0725/2024 (SEI nº 0934033), é que a utilização do mapa de margem já atende aos critérios locacionais, uma vez que o ponto de conexão cadastrado deve permitir margem para carga e descarga das baterias.”

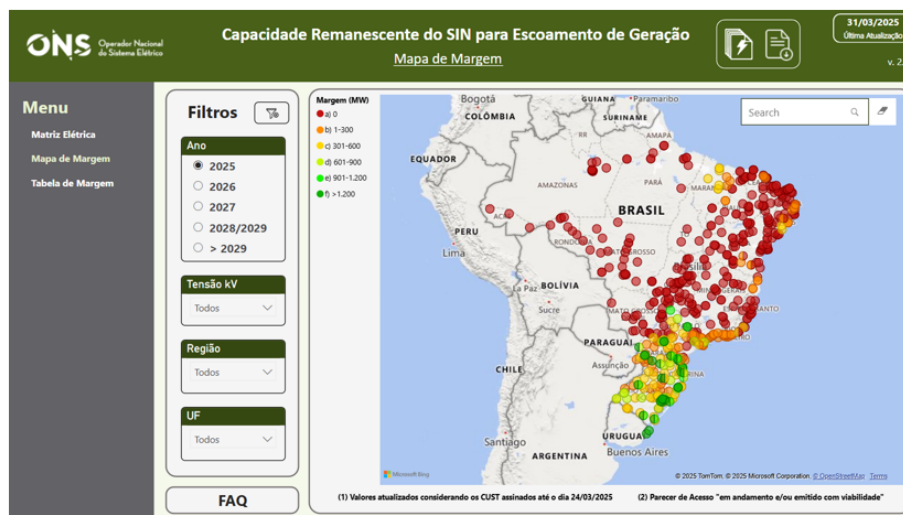


Figura 10: Mapa de Margem de Escoamento elaborado pelo ONS^[27]

311. Segundo a manifestação do ONS, o mapa de margem pode ser utilizado como um documento referencial e indicativo de acesso, mas não determinativo. Seria ainda de grande valia neste processo a existência da visão complementar, da margem da capacidade de conexão de novas cargas.

312. A importância da orientação de acesso pelos operadores de rede também é destacada internacionalmente, no âmbito do mercado europeu de eletricidade^[28], em tradução: “Como etapa inicial e fundamental, os operadores de rede devem publicar mapas de capacidade de acesso à rede, exibindo a capacidade disponível da rede e as conexões existentes de energia renovável e ativos de armazenamento.”.

313. De toda forma, nos sistemas de distribuição não geridos pelo ONS, notadamente haveria a necessidade de sinalização de preços para que os agentes operassem os sistemas de armazenamento de forma otimizada, contribuindo para o uso eficiente do sistema elétrico. No caso da conexão em sistemas de distribuição em alta tensão, a tarifa da modalidade azul, revista a cada revisão tarifária, reflete os custos marginais de capacidade horários e a sinalização tarifária em postos tarifários ponta e fora ponta. Ademais, no caso dos sistemas em 138 kV e 88 kV, a tarifa de geração é locacional tal qual na Rede Básica.

314. Os sinais de preços, que refletem as condições de oferta e demanda de energia no mercado, podem abranger preços de energia em tempo real, preços de capacidade ou de uso da rede elétrica, preços de serviços ancilares ou outros indicadores de mercado que sinalizam a necessidade de modulação operativa dos sistemas de armazenamento.

315. Com base nesses sinais, o agente responsável pelo sistema de armazenamento pode decidir quando carregar (armazenar energia) ou descarregar (injetar energia), com o objetivo de maximizar a rentabilidade e minimizar os custos. Em resumo, os sinais de preços são essenciais para a operação eficiente de sistemas de armazenamento em situações sem um operador e planejamento centralizados, pois permitem que o agente tome decisões estratégicas.

316. Dado o ineditismo do tema no setor elétrico Brasileiro e apesar dessa Consulta Pública nº 39/2023 tratar de forma ampla os sistemas de armazenamento, cabe, como referência, analisar outros documentos associados ao tema, como por exemplo a minuta da Portaria Normativa contendo as “Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de novos sistemas de armazenamento que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, denominado “Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025”, divulgada pela Portaria GM/MME nº 812/2024.

317. Da análise da referida minuta e das discussões sobre o tema, vê-se que algumas das questões previamente apontadas nesta Nota Técnica são endereçadas, enquanto outras permanecem sem detalhamento suficiente. Dentre elas, pode-se destacar a previsão de despacho dos sistemas de armazenamento pelo ONS, conforme se depreende do art. 4º dessa minuta. Contudo, persistem questões a serem tratadas quanto à abrangência do termo “Despacho”, especificamente no que tange ao acionamento da recarga dos sistemas de armazenamento pelo operador.

318. Ademais, persiste a indefinição da localização desses empreendimentos no sistema elétrico, seja pelo ONS ou EPE, instituições responsáveis pela operação e planejamento do SIN, respectivamente, e que teriam condições técnicas de identificar com propriedade localizações mais benéficas para a operação otimizada do SIN.

319. A localização adequada dos empreendimentos de armazenamento é condição elementar para a otimização da operação eletroenergética do sistema. Assim, os pontos de conexão que apresentam baixos fatores de carga/capacidade seriam potencialmente elegíveis para a instalação dessas tecnologias. Já os pontos de conexão com elevados fatores de carga/capacidade se mostrariam menos eficazes para alocação de SAE Autônomo, dada a ausência de ociosidade significativa na rede (“vales” de carga e geração) para o aproveitamento dos ciclos de carga e descarga.

III.5.5.6 – Do Modelo de Negócio dos SAEs Autônomos

320. Em um contexto de máxima disponibilidade operativa dos SAEs Autônomos, isto é, de carga e descarga a qualquer momento e de maneira rápida, é razoável que o custo da rede seja maior a fim de sinalizar essa necessidade. De maneira análoga, para um SAE Autônomo que opte por um modelo de carregamento lento, que exija menos potência da rede e em momentos que não coincidam com os picos de demanda, o custo deveria ser menor a fim de sinalizar esse uso otimizado.

321. Assim, entende-se que o modelo regulatório vigente de contratação e tarifação do uso da rede é adequado, sendo necessária a contratação tanto na carga como na descarga. Como já explicado, a sinalização de preços nessas circunstâncias é pertinente para orientar o comportamento ótimo e as decisões operativas desses agentes, dada sua autonomia e capacidade de modulação.

322. Dessa forma, o agente poderia otimizar sua estratégia de contratação do uso da rede em consonância com seu modelo de negócio, principalmente na gestão da carga. É possível, por exemplo, modular a contratação do MUST/D nos postos tarifários de ponta e fora de ponta de modo a adequar-se aos seus objetivos.

323. Por exemplo, o agente poderia contratar um MUST de carga nulo no horário de ponta (período composto por 3h), MUST de carga reduzido para o horário de fora de ponta (período composto por 21h), considerando um perfil de carregamento lento e MUST com valor de maior exigência de potência na geração, para injeção célere de energia quando economicamente vantajoso, especialmente no horário de ponta.

324. Dessa forma, o empreendedor teria a capacidade de otimizar o valor dos encargos de uso da rede, caso o seu modelo de negócios assim se configure, conforme cenário 2. Alternativamente, caso o agente deseje máxima disponibilidade operativa para a carga e descarga, ele poderia contratar as máximas exigências de potência em todos os horários, conforme ilustrado no cenário 3. Esses cenários extremos mostram o grau de liberdade que os agentes teriam para efetuarem suas contratações, conforme seus modelos de negócio.

325. O cenário 1 é o apresentando na abertura da 2ª Fase da CP, considerando a métrica do EUST dominante e contratação simétrica de carga e geração.

326. Todos esses cenários estão apresentados nos mapas de calor de EUST total (carga e geração em R\$.ano) a seguir, considerando um sistema de armazenamento com as seguintes características:

Quadro 10: Cenários avaliados

Característica Bateria	
Horas de descarga	4
Potência máxima	Capacidade de armazenamento
MW	MWh
100	400

Cenário	MUSTg	MUSTc ponta	MUSTc fora ponta
	MW	MW	MW
Cenário 1 (CP 2ªFase)	100	100	100
Cenário 2 (Carregamento Lento)	100	0	20
Cenário 3 (Carregamento Rápido)	100	100	100

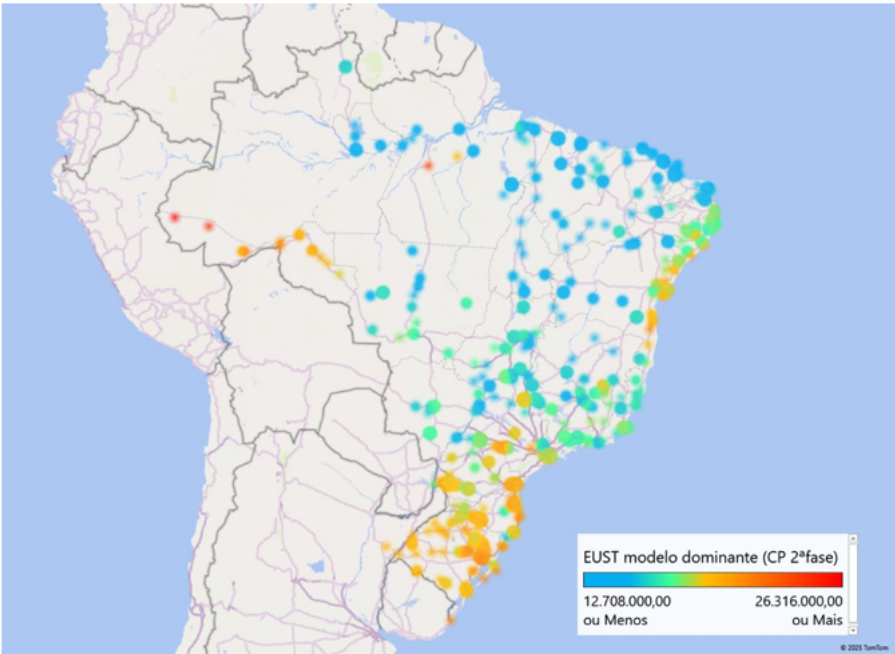


Figura 11: EUST Cenário 1 – CP 2ª Fase (EUST dominante e contratação simétrica de carga e geração)

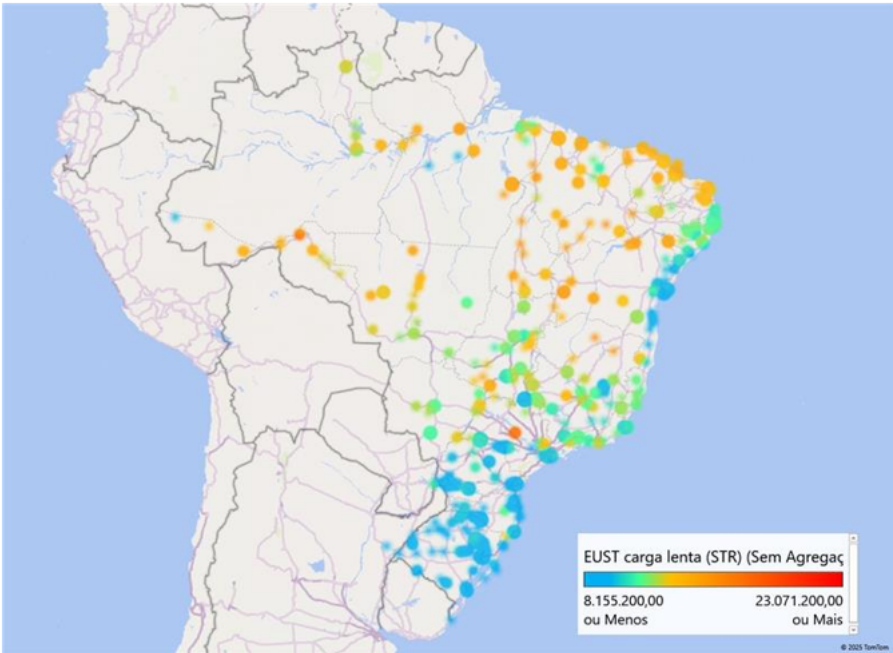


Figura 12: EUST Cenário 2 – Carregamento lento (EUST vigente e contratação assimétrica de carga e geração)

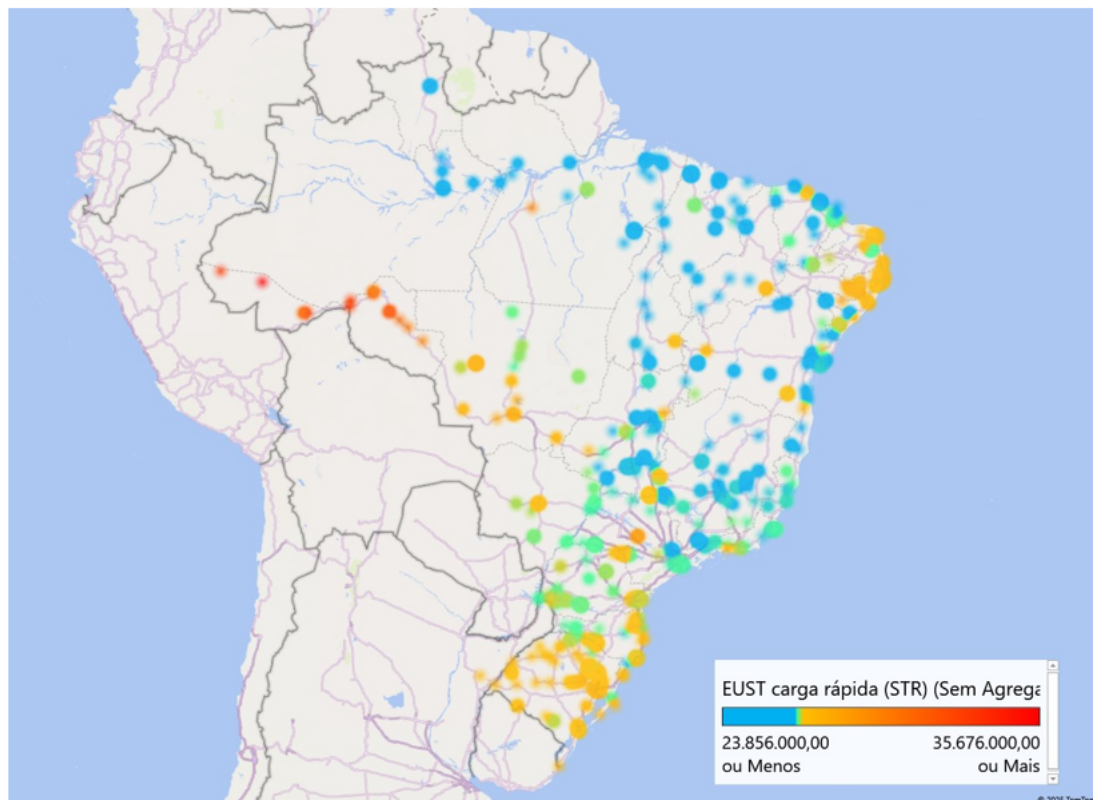


Figura 13: EUST Cenário 3 – Carregamento Rápido (EUST vigente e contratação simétrica de carga e geração)

327. As análises comparativas dos mapas demonstram que os encargos de uso da rede no cenário 2 (carregamento lento) são os menos onerosos dentre os analisados, gerando sinal de preços que visa estimular o uso do sistema de modo otimizado, isto é, carregamento no horário fora de ponta e descarregamento no horário de ponta. Já o cenário 3 é o mais oneroso, dado que oferece maior disponibilidade operativa. Dessa forma, há margem para que os empreendedores possam avaliar a melhor contratação para o seu modelo de negócio e perfil de risco.

III.5.5.7 – Das Análises das Contribuições sobre Tarificação

328. As contribuições, de forma geral, foram críticas à proposta de tarificação baseada no EUST/D dominante, por considerarem que ela dilui os sinais locais e pode levar a decisões ineficientes na expansão das redes de transmissão e distribuição. Nesse ponto, houve convergência entre todas as contribuições na sugestão de que, tanto os SAEs colocalizados quanto os autônomos sejam tarifados com base em um único MUST/D, calculado a partir da potência máxima do SAE, e que o recolhimento do EUST/D seja feito com base na TUST/D de geração. A proposta, segundo ABEEólica, COGEN e demais entidades, estimularia a instalação de sistemas de armazenamento próximos aos centros de carga, maximizando os benefícios ao sistema elétrico.

329. Sobre a **Alternativa 1 – Definir TUST/D específica para SAE** – mencionada nas contribuições, esta foi inicialmente proposta na 2ª Fase da CP nº 39/2023, da seguinte forma: “A tarifa seria a do perfil dominante do empreendimento, sendo apenas os eventuais excedentes aplicados à tarifa do perfil dominante”. Em análises posteriores, verificou-se que essa proposta vinculava a definição do EUST dominante na fase de modelagem da base de dados de cálculo da TUST. Entretanto, nessa etapa, o que se tem são apenas as contratações de MUST e a Receita Anual Permitida (RAP) como insumos para formação da mencionada base, que por sua vez, será utilizada para obter as TUST e consequentemente os EUST. Logo, a definição do eventual EUST dominante se dá na etapa final do cálculo, não sendo possível utilizá-la na fase inicial. A tentativa de definição *ex-ante* pode colocar em risco a arrecadação dos recursos suficientes para custeio do sistema de transmissão, contrariando o disposto na alínea “a” do inciso XVIII do art. 3º da Lei nº 9.427/1996. Dessa forma, essa Alternativa 1 foi afastada.

330. Tal situação foi objeto de contribuição do ONS: “O método proposto gera incertezas significativas na previsão de arrecadação, o que impacta diretamente o processo de reajuste tarifário.”

331. De toda forma, entende-se que (i) há margem na regulamentação vigente, conforme exemplos apresentados, para que o empreendedor module sua contratação a depender da forma como planeja operar (maior ou menor flexibilidade nos ciclos de carga e descarga); e (ii) a sinalização locacional da TUST pode contribuir para a posição eletrogeográfica dos SAEs Autônomos, mas não seria suficiente, sendo importante a orientação técnica do ONS para complementá-la, e assim proporcionar otimização ao SIN.

332. Sobre esse último ponto, o Gesel traz em sua contribuição que: “O modelo nodal utilizado no Brasil para cálculo da TUST não é adequado para o cálculo do custo que um SAE pode representar para a rede. Como o cálculo não envolve simulações de fluxo de potência horária, a característica principal dos SAEs conectados ao sistema de transmissão e despachados pelo mínimo custo global não pode ser captada: 1) os SAEs são carregados quando a carga é baixa em relação à geração, isto é, atuam como carga em momentos em que a carga líquida é baixa, isto é, quando a rede como um todo opera com grau de ociosidade considerável; 2) os SAEs injetam energia na rede em momentos em que a geração é baixa em relação à carga.” E como sugestão, a contribuição sugere incluir cenários de despacho para avaliar a necessidade de aplicação tarifária.

333. De fato, o modelo de despacho aplicado à metodologia Nodal visa obter condição de máximo esforço da rede elétrica, diferentemente do argumentado pelo Gesel como cenário adequado para o cálculo do SAE Autônomo. A discussão em torno de consideração de cenários de despacho para sinalização de tarifa de uso não é aspecto exclusivo de um SAE, mas envolve todos os acessantes tratados como carga e geração, e trata-se de tema já abordado em estudos anteriores realizados. De toda forma, vê-se que a contribuição passa pelo princípio mencionado da causalidade de custos abordado na seção sobre conceitos de tarificação, que naturalmente, é fundamental para entender o tratamento tarifário mais apropriado, o que necessitaria de análises mais aprofundadas. Assim, não se vê motivações técnicas ou legais, neste momento, para fazer qualquer diferenciação de tratamento tarifário em relação aos demais usuários do sistema.

334. Portanto, entende-se que essas contribuições não merecem ser acatadas.

335. Já o ONS recomenda que a Agência mantenha a contratação do MUST nos dois sentidos:

O ONS entende que o regramento atual permite a contratação e apuração mensal dos serviços e encargos por meio de contratos de uso para os segmentos de geração e consumo separadamente. Essa forma de contratação preserva o conceito de que o uso da rede em cada sentido, seja absorção ou injeção, deve ser aferido separadamente devido à metodologia de cálculo tarifário. Além disso, a contratação individualizada nos dois sentidos mantém a caracterização dos usuários como gerador ou consumidor perante as suas obrigações junto à CCEE, tanto para cálculo de encargos setoriais e tarifa incentivada.

336. Sobre a tarificação, sugere como forma de incentivo à entrada de SAE no setor, a aplicação de fator atenuante sobre o EUST total apurado para a carga e geração.

337. Como já argumentado, a contratação nos dois sentidos não resulta em duplicidade de pagamento pelo uso do sistema de transmissão, de modo que a contribuição do Operador merece ser acolhida. Contudo, no momento, não se vê motivações técnicas ou legais para fazer qualquer diferenciação de tratamento tarifário em relação aos demais usuários do sistema, de modo que a regulamentação vigente deve ser mantida.

338. Portanto, a contribuição do ONS deve ser parcialmente aceita.

339. A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) apresentou contribuição destacando que os sistemas de armazenamento de energia elétrica (SAEs), quando operam com a finalidade de prestação de serviços ancilares, não devem ser equiparados a consumidores finais e, portanto, não deveriam estar sujeitos à cobrança de tarifas de uso do sistema de transmissão ou distribuição nos momentos em que estão absorvendo ou injetando potência exclusivamente para esse fim.

340. A ABIAPE argumenta que a função do SAE nesses casos não se confunde com o consumo para uso próprio ou com a comercialização de energia, mas sim com a prestação de um serviço ao sistema elétrico, o que justifica um tratamento regulatório diferenciado. A associação fundamenta sua posição com base em estudos elaborados pela PSR no âmbito da 1ª fase da CP 039/2023, os quais trazem como referência o modelo adotado pelo *New York Independent System Operator* (NYISO). Na atuação desse operador, a tarifa de transmissão não é aplicada aos sistemas de armazenamento que retiram energia da rede com o objetivo de prestar serviços como reserva em tempo real, regulação de frequência e suporte de tensão.

341. De acordo com a ABIAPE, a adoção de mecanismo semelhante no Brasil permitiria viabilizar economicamente a participação dos SAEs como prestadores de serviços ancilares, alinhando-se com as diretrizes de modernização do setor elétrico e com o objetivo de aumentar a flexibilidade operativa e a eficiência do Sistema Interligado Nacional (SIN). Ainda, a associação observa que a imposição de encargos nesses casos pode constituir uma barreira à inserção de uma tecnologia que contribui para a segurança e estabilidade do sistema elétrico, especialmente em um contexto de crescente participação de fontes intermitentes na matriz.

342. A contribuição sugere, portanto, que a regulação brasileira avance na distinção entre o uso da rede para fins comerciais e o uso da rede para viabilizar a prestação de serviços sistêmicos, o que exigiria o reconhecimento normativo das particularidades da operação dos SAEs e a consequente isenção de encargos nos períodos em que a retirada ou injeção de energia esteja associada exclusivamente à execução de tais serviços.

343. Conforme analisado nesta seção sobre as tarifas de uso, diferentes tarifas poderão ser aplicadas aos SAEs, a depender do tipo de serviço prestado e da parte responsável por sua operação. No entanto, como já mencionado ao longo desta Nota Técnica, a definição de uma nova tarifa que reflita de forma adequada os custos e benefícios à rede decorrentes da operação dos SAEs poderá ser objeto de discussão específica no âmbito do *roadmap* de modernização tarifária, momento em que o tema será estudado com maior profundidade. Tais contribuições, portanto, foram consideradas não aceitas neste momento.

III.5.5.8 – Do Encaminhamento Proposto

344. Como explanado, há indefinições importantes acerca do âmbito de atuação do Operador Centralizado e dos princípios tarifários de causalidade de custos e equilíbrio econômico-financeiro, o que dificulta a recomendação de proposta diversa do arcabouço normativo vigente neste momento. Como explicado, tais condições impactam na definição de premissas para o cálculo tarifário.

345. Além disso, neste momento, não se vê justificativa para discriminação de usuários, o que resultaria em isenção do pagamento de encargos de uso na modalidade consumo, como solicitado em diversas contribuições. Como explicado, o uso do sistema como carga e geração são serviços distintos, cujo pagamento de um não supre o do outro, dado que o custo da infraestrutura está rateado igualmente entre esses dois serviços.

346. Diante de tantas incertezas e da ausência de previsão legal para qualquer tratamento tarifário diferenciado, entende-se que, no presente processo, o mais recomendado é manter a forma de contratação e tarificação do uso nos sistemas de transmissão e distribuição, até que haja fatos e motivações que demonstrem a necessidade de alteração normativa. De toda forma, a flexibilidade na contratação de potência na modalidade consumo possibilita a economia de encargos de uso no cenário de carregamento lento, além de estimular o uso racional da rede elétrica, de modo a contribuir para a otimização do SIN.

Quadro 11: Pagamento pelo Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição pelos SAEs Autônomos.

Pagamento pelo uso da rede	
Transmissão	
Regra atual – Módulo 5 das Regras de Transmissão e Submódulo 9.4 do PRORET (MUST carga e MUST geração)	Regra atual – REN 1.000/21, Art. 149, §3º e Art. 294,

347. Destaca-se que, no caso do sistema de transmissão, já foi discutido em fase anterior a possibilidade de contração de MUST carga e geração num mesmo contrato.

348. Para todos os casos, o SAE Autônomo deverá contratar os montantes, MUST e MUSD, de carga e geração, observando as modalidades e postos tarifários aplicáveis. Deverão ainda incidir tarifas de ultrapassagem caso o valor medido ultrapasse o limite regulatório permitido conforme valor contratado, nos termos da atual legislação aplicável para carga e geração no âmbito da transmissão e distribuição.

349. Portanto, diante de todo o exposto, à luz das propostas submetidas na segunda fase da CP 39/2023 (SN – Definição da tarifa – AIR), tem-se a sugestão de encaminhamento conforme **Alternativa 0 – Não regular**, que significa manter a regulamentação como está.

350. Não obstante, **recomenda-se** que: (i) seja realizado Análise de Resultado Regulatório (ARR), no âmbito de atividade regulatória de modernização das tarifas de distribuição, transmissão e serviços ancilares, no contexto do Objetivo Estratégico 02^[29]. Entende-se adequado neste momento considerar a previsão da sua realização no contexto da Atividade TAR23-01, com previsão de realização no ciclo 2029/2030^[30], para que os regramentos possam ser reavaliados quanto à sua efetividade e eficácia; e (ii) o ONS divulgue em sua plataforma, com periodicidade anual, os pontos de conexão mais adequados para orientar a instalação de sistemas de armazenamento no Sistema Interligado Nacional (SIN).

III.5.6 Inclusão do SAE como grandes reforços e Função de Transmissão nas Regras de transmissão

351. Durante a segunda fase da Consulta Pública nº 039/2023, a Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE) propôs a inclusão, ainda neste primeiro ciclo do *roadmap* regulatório, de ajustes específicos para reconhecer expressamente a possibilidade de que sistemas de armazenamento de energia (SAE) possam ser classificados e explorados como ativos de transmissão. A associação argumentou que, considerando o precedente estabelecido pela própria ANEEL ao reconhecer, por meio da Resolução Autorizativa nº 10.892/2021, o sistema de armazenamento da Subestação Registro (SE REGISTRO) como reforço de grande porte, seria oportuno promover a atualização normativa para dar maior segurança jurídica e coerência à regulamentação vigente.

352. A ABRATE sugeriu, para tanto, a adequação dos Módulos 3 e 4 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica (REN nº 905/2020), com a classificação do armazenamento de energia como reforço de grande porte e a atribuição de função de transmissão específica para esses equipamentos, englobando baterias eletroquímicas, supercapacitores, sistemas de conversão e demais componentes associados. A proposta da ABRATE é apresenta a seguir:

Capítulo VII – EXPLORAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA COMO ATIVO DE TRANSMISSÃO

Art. XX. Aprovar a revisão do Módulo 3 – Instalações e Equipamentos das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica disposto no Anexo IV da Resolução Normativa ANEEL nº 905, de 8 de dezembro de 2020 e Módulo 4 – Prestação de Serviços das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica disposto no Anexo V da Resolução Normativa ANEEL nº 905, de 8 de dezembro de 2020”.

Módulos 3 e 4 das Regras de Transmissão

Módulo 3 – Instalações e Equipamentos

4. CLASSIFICAÇÃO E REMUNERAÇÃO DE REFORÇOS

4.1 São considerados Reforços de Grande porte:

(...)

e) a instalação de sistemas de armazenamento com os respectivos módulos de conexão.”

Módulo 4 – Prestação dos Serviços

ANEXO I – FUNÇÃO DE TRANSMISSÃO (FT)

FUNÇÃO DE TRANSMISSÃO (FT) - ARMAZENAMENTO DE ENERGIA (AE)

EQUIPAMENTO PRINCIPAL - Baterias eletroquímicas e de fluxo, supercapacitores e flywheel

EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES - Equipamentos de conexão, de transformação, de conversão e de aterramento de neutro, filtros CC e CA, sistemas de controle, e demais equipamentos associados ao equipamento principal.

353. Conforme já informado durante o processo, não se discutiu na CP 039/2023 o armazenamento como um ativo de distribuição ou de transmissão. Assim, a contribuição está fora de escopo, mas será avaliada nos próximos ciclos do *roadmap* sobre armazenamento de energia.

III.6 Análise das demais contribuições relativas à Resolução Normativa nº 1.000/2021 e nas Regras de Transmissão

III.6.1 Análise das contribuições relativas à vedação de implantação de SAE para consumidores que aderiram à Tarifa Branca e consumidores que realizam atividades de irrigação e aquicultura

354. A tarifa branca é uma modalidade tarifária instituída pela Resolução Normativa nº 733/2016, que estabelece diferentes valores de tarifa de energia conforme o horário do consumo. Em síntese, o objetivo é sinalizar as variações de custo de atendimento ao longo das horas do dia, possibilitando que o consumidor opte por deslocar consumos marginais de energia elétrica para horários fora de ponta, percebendo redução do custo médio e contribuindo para o alívio do sistema em momentos de maior demanda.

355. Atualmente, a tarifa branca está disponível para unidades consumidoras do Grupo B com medição individualizada, exceto aquelas classificadas como baixa renda e Iluminação Pública. Com o recente debate sobre a proposta de regulação dos sistemas de armazenamento de energia (SAE), a ANEEL propôs o tratamento de compatibilização entre essa modalidade tarifária e o uso de SAEs colocalizados com o consumidor.

356. Na minuta da resolução submetida à essa segunda fase da CP 039/2023, foram propostas vedações à adesão à tarifa branca para unidades consumidoras do Grupo B com SAE colocalizado, bem como restrições ao benefício tarifário de irrigação e aquicultura a consumidores exclusivamente da classe rural, o que gerou diversas manifestações contrárias.

357. As contribuições recebidas por entidades representativas do setor elétrico, como ABEEólica, ABGD, ABSAE, ATHON Energia, COGEN e EDP, evidenciaram preocupações em relação às vedações propostas à adesão à tarifa branca por unidades consumidoras do Grupo B com sistemas de armazenamento de energia (SAE) colocalizados. Todas as entidades foram unânimes ao defender a retirada dessa vedação, argumentando que a combinação entre tarifa branca e SAE pode trazer benefícios tanto para o consumidor quanto para o Sistema Interligado Nacional (SIN), ao permitir o deslocamento do consumo para horários fora de ponta.

358. A ABGD e a ABSAE enfatizaram o papel dos SAEs na resposta a sinais de preço, enquanto a COGEN e a EDP ressaltaram o potencial de redução de custos operacionais e de melhoria na eficiência do sistema. A ATHON e a ABEEólica, por sua vez, destacaram que a vedação em questão não passou por análise de impacto regulatório (AIR) nem foi acompanhada de justificativas técnicas adequadas, citando especificamente a Nota Técnica nº 266/2024-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL.

359. Quanto ao benefício tarifário para atividades de irrigação e aquicultura, houve também forte posicionamento contrário à limitação do incentivo apenas à classe rural. A EDP e a ABGD defenderam a manutenção do direito ao benefício, conforme previsto na Lei nº 10.438/2002, reforçando que a destinação da energia à atividade incentivada pode ser devidamente comprovada, especialmente em unidades com medição individualizada, como ocorre com sistemas de micro e minigeração distribuída (MMGD). A ABSAE e a ATHON reforçaram que os SAEs podem melhorar a qualidade do fornecimento em áreas remotas, reduzindo a necessidade de investimentos em infraestrutura de redes para pequenos consumidores dispersos.

360. Em análise das contribuições, destaca-se que, no caso das unidades consumidoras com Tarifa Branca, a vedação ao uso de SAE teve um racional baseado no fato de que os postos tarifários foram construídos com base em curvas de carga típica as quais não consideraram, necessariamente, a influência de sistemas de armazenamento de energia capazes de alterar o perfil de consumo da unidade consumidora – pois amostralmente ainda não se observa essa inserção nas medições realizadas. Nessas condições, a mudança do perfil de consumo em unidades consumidoras com tarifa branca se daria por alteração efetiva no comportamento do consumidor, e não pelo uso de um equipamento auxiliar o qual, se falhar ou não tiver o desempenho esperado, pode acarretar elevação substancial do faturamento. Nessa hipótese, caso o consumidor não perceba ou não consiga adequar seu perfil de consumo em curto prazo, há a possibilidade de a variação no consumo gerar insatisfação e reclamações.

361. Contudo, em razão das contribuições, o tema foi reavaliado e conclui-se pela retirada da restrição no uso de SAE colocalizado em unidades consumidoras com tarifa branca, em nome do potencial de benefícios que pode ser proporcionado com maior uso de sistemas de armazenamento, inclusive para outras aplicações a serem regulamentadas no futuro, como resposta da demanda, usinas virtuais e serviços ancilares. Essa posição se alinha a visão já explorada anteriormente nesta Nota Técnica quanto à neutralidade tecnológica.

362. Fica registrado, contudo, que o consumidor que utiliza tarifa branca, ao utilizar um SAE colocalizado, estará sujeito a maiores riscos de variação no faturamento atrelados ao funcionamento do equipamento, devendo estar ciente disso.

363. Em que pese a aparentemente similaridade do caso das unidades consumidoras rurais irrigantes com o caso das unidades consumidoras com tarifa branca, a abordagem foi diferente porque o SAE colocalizado em unidade consumidora não se caracteriza como carga de irrigação, conforme exige o §8º do art. 186 da REN 1000. Ou seja, a proposta de alteração na REN nº 1.000/2021 visou somente destacar uma vedação já existente, trazendo maior clareza e evitando interpretações equivocadas.

364. Embora algumas contribuições tenham tentado defender o uso do SAE colocalizado como carga exclusiva para irrigação, destaca-se que enquanto os equipamentos próprios para irrigação (máquinas, bombas etc.) somente são alimentados por energia elétrica com descontos durante o horário reservado para irrigação, um SAE poderia servir para transferir grandes montantes de energia do horário reservado para irrigação para outros horários, gerando um excesso artificial de consumo no horário reservado, o que não foi considerado no estabelecimento da política pública, ampliando o subsídio custeado pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

365. Além disso, o controle da separação e medição exclusiva das cargas destinadas à irrigação, que já é complexo (visto que são equipamentos que ficam dentro das unidades consumidoras), seria ainda mais difícil de ser fiscalizado na medida que, uma vez armazenada no SAE, a energia poderia ter seu destino desviado para outros tipos de equipamentos ao longo das 24h do dia.

366. Dessa forma, a proposta para o fechamento dessa segunda fase da CP nº 39/2023 é manter a restrição do uso do SAE como carga de irrigação nas unidades consumidoras rurais irrigantes. Sem prejuízo, foi promovida uma melhoria de redação no §9º do art. 186, para deixar claro que é possível o uso do SAE como uma carga normal da unidade consumidora, a qual não tem direito aos benefícios tarifários destinados às cargas de irrigação.

III.6.2 Análise das contribuições relativas à prestação de serviços por MMGD

367. Outro tema de destaque nas contribuições diz respeito à prestação de serviços por SAE associados à micro e minigeração distribuída (MMGD). As entidades ABDG, Athon Energia e COGEN apresentaram proposta de regulamentação para permitir e estimular a participação desses sistemas em chamadas públicas ou leilões promovidos por distribuidoras ou órgãos governamentais, com o objetivo de viabilizar o deslocamento horário do despacho da geração distribuída, bem como a prestação de serviços ancilares como controle de frequência, tensão, autorrestabelecimento e alívio de carga.

368. Segundo os proponentes, os SAE associados a MMGD oferecem uma capacidade complementar relevante e singular em relação aos ativos tradicionais do sistema interligado, como hidrelétricas e termelétricas centralizadas. A possibilidade de atuação desses recursos contribuiria para evitar eventos de *curtailment*, tanto em nível local quanto nacional, decorrentes da injeção excedente de energia em horários de baixa demanda.

369. Com base nesse entendimento, foi sugerida a inclusão de nova redação à Resolução Normativa nº 1.000/2021, nos seguintes termos: *"As centrais geradoras de MMGD, com potência de injeção de até 5.000 kW, poderão obter autorizações para exploração de SAE Autônomo com potência máxima de descarga não superior a 5.000 kW, devendo o pedido ser apresentado à ANEEL pelo representante legal da empresa, mediante envio dos documentos listados no Anexo IV, por sistema informatizado ou conforme instruções disponíveis no site da ANEEL na internet."*

370. Os benefícios esperados da medida, conforme contribuições recebidas, incluem:

- Aumento da flexibilidade operativa do sistema elétrico, permitindo uma melhor resposta a contingências e maior aproveitamento da geração distribuída;
- Descentralização da operação e ganhos de eficiência energética, com redução de perdas por localização próxima às cargas;
- Redução de custos sistêmicos por meio da maior competitividade em leilões realizados pelas distribuidoras, com impacto positivo nas tarifas aos consumidores.

371. Nesse ponto, é importante destacar que as unidades consumidoras (UC) com MMGD são, atualmente, autorizadas a instalar sistemas de armazenamento. Tal prerrogativa foi assegurada por meio da Lei nº 14.300/2022 e regulamentada pela ANEEL por meio da REN nº 1.059/2023, que promoveu alterações na REN nº 1.000/2021 e no Módulo 3 do PRODIST. Assim, não há necessidade de alteração normativa para permitir a instalação de SAE em UC com MMGD nem mesmo de outorga específica para esse SAE. Importa destacar a natureza da MMGD, que é uma central geradora que se conecta ao sistema de distribuição por meio das instalações de uma unidade consumidora. Dessa forma, o SAE instalado junto a uma MMGD é um SAE colocalizado à unidade consumidora na qual a MMGD está instalada, e não um SAE autônomo.

372. Nos ciclos seguintes do processo de regulamentação do armazenamento, será avaliada melhor a necessidade de imposição ou não de restrições para injeção do SAE colocalizado em unidade consumidora com MMGD, principalmente em casos que impliquem aumento da potência máxima de injeção no ponto de conexão da unidade consumidora, à luz das definições estabelecidas na Lei nº 14.300/2022. Sem prejuízo, caso o consumidor pretenda utilizar o SAE de forma a alterar o MUSD utilizado / contratado como carga ou injeção, deverá seguir os procedimentos análogos ao processo de alteração de demanda contratada (quando aplicável), incluindo, se necessário, um novo orçamento de conexão para adequação às novas necessidades da unidade consumidora.

373. Nesse sentido, vale a presente Nota Técnica para deixar claro que não há impedimento para a instalação de SAE colocalizado em unidade consumidora com MMGD, e que, enquanto o tema não for objeto de mais estudos e avaliação mais detalhada pela ANEEL, a presença do SAE em uma unidade consumidora com MMGD não deve alterar a classificação ou enquadramento da MMGD no âmbito do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), nos casos em que não houver alteração da capacidade instalada.

374. Adicionalmente, destaca-se contribuições que abordam um aspecto derivado do tema relativo à viabilidade dos investimentos em SAE para consumidores com MMGD. O SCEE, ao qual esses consumidores têm direito, já assegura benefícios relevantes sobre os custos relativos ao uso do sistema elétrico, fazendo com que a rede elétrica seja utilizada como uma espécie de "bateria virtual". Nessas condições, grande parte dos benefícios que poderiam ser auferidos com investimento em SAE já estão sendo usufruídos pelo consumidor, tornando, naturalmente, menos atrativo esse investimento.

375. De toda a forma, conforme já mencionado nesta Nota Técnica, alterações normativas que promovam incentivos adicionais ao uso de SAE em UC com MMGD, vinculados à despachabilidade da MMGD, como possíveis alterações na estrutura tarifária ou regulamentação da prestação de serviços ancilares, serão objeto de tratamento pela ANEEL a partir dos ciclos seguintes do *roadmap* regulatório, conforme previsto na Agenda Regulatória da Agência.

376. Outra discussão que surgiu nas contribuições foi a possibilidade de injeção de potência por unidades consumidoras sem MMGD e os potenciais benefícios. Sobre esse assunto, cabe esclarecer que o assunto será tratado nos ciclos seguintes da regulamentação do armazenamento.

377. Certamente, o sistema elétrico pode se beneficiar em determinadas circunstâncias com o uso de energia armazenada em SAE colocalizados em unidades consumidoras sem MMGD. Contudo, a avaliação do tema deve continuar sendo tratada nos ciclos seguintes do *roadmap* regulatório ou mesmo em conjunto com outros processos regulatórios, como, por exemplo, aqueles que endereçarão as soluções de remuneração da energia e potência injetada, já que não existe sistema de compensação para UC sem MMGD, bem como a regulamentação da prestação de serviços ancilares. Além disso, há necessidade de avaliar melhor as soluções técnicas de controle da injeção. Ou seja, não adianta permitir a injeção de potência por unidades consumidoras sem MMGD sem definir a forma de remuneração e as condições técnicas em que a injeção pode ocorrer, podendo a falta dessa regulamentação causar questionamentos e problemas desnecessários.

III.6.3 – Demais ajustes realizados na REN nº 1.000/2021 e nas Regras de Transmissão

378. A minuta de REN apresentada na abertura da segunda fase da CP nº 39/2023 continha alterações em diversos itens da REN nº 1.000/2021, muitas delas sem grande mudança de mérito, que tinham como propósito principal a inclusão do SAE autônomo ou do SAE colocalizado, em centrais geradoras ou unidades consumidoras, nos diferentes dispositivos que tratavam de aspectos gerais de contratação e faturamento. Para o fechamento da CP, foi feita uma revisão das alterações na REN nº 1.000/2021, tendo sido necessário aperfeiçoar a redação em alguns pontos.

379. Dentre os itens que sofreram alterações em relação à abertura da CP, destacamos a retirada das alterações que haviam sido propostas nos artigos 134 e 137 da REN nº 1.000/2021. Esses dispositivos tratam de aspectos relacionados à eficiência energética e sua influência no montante contratado. Havia sido proposto que a instalação do SAE seria equivalente a uma ação de eficiência energética, o que resultaria em alguns benefícios em termos das regras de alteração da demanda contratada. Entretanto, em reanálise, considerou-se que embora o SAE possa contribuir com a redução da demanda contratada, se trata de equipamento que somente armazena energia e que, além disso, tem perdas. Dessa forma, por si só, a instalação do SAE não gera eficiência energética.

380. Outra alteração, incluída no art. 301, foi um parágrafo para deixar claro que, para fins de avaliação da ocorrência de ultrapassagem de demanda, de injeção ou consumo, a distribuidora deverá considerar valor nulo caso o usuário não tenha contratado demanda no sentido utilizado. Essa previsão se faz necessária na medida em que a instalação de SAE torna as instalações de qualquer tipo de usuário habilitadas a interagir com o sistema nos dois sentidos, cabendo o pagamento de ultrapassagem em caso de injeção ou consumo sem a devida contratação naquele sentido, sem prejuízo de outras ações previstas em norma.

381. Em decorrência da aceitação de uma contribuição da Energisa, também foi acrescentado um parágrafo no art. 67, que trata da documentação a ser apresentada para elaboração do orçamento de conexão, incluindo a necessidade de apresentação pelo usuário de estudo que demonstre que o SAE implantado em uma central geradora (colocalizado) será compatível e configurado para a redução de demanda eventualmente pretendida.

382. Ademais, foram promovidas melhorias na redação no inciso VI do art. 89, em virtude de contribuição da Comerc Energia S.A., para melhor definição de que o SAE autônomo deve possuir um ato de outorga.

383. A respeito das demais alterações propostas nas Regras de Transmissão, verificou-se a necessidade de expandir a obrigatoriedade de observância à Área de Desenvolvimento da Subestação (ADS), atualmente exigida para centrais geradoras, para os SAE.

384. Tal necessidade se verifica não somente pelas similaridades entre esses agentes já apontadas nesta Nota Técnica, mas, sobretudo, pelo potencial “ilhamento” de subestações de transmissão por parte dos SAE, situação que deve ser evitada dado o seu caráter prejudicial na prestação do serviço de transmissão para todos os usuários. Assim, foi proposta alteração no Módulo 1 das Regras de Transmissão incluindo os SAE no conceito da ADS.

385. Por questão de conveniência e oportunidade, e aproveitando contribuição realizada pela Voltalia, também recomendamos a exclusão da alínea “k” do item 2.23 da Seção 5.1 do Módulo das Regras de Transmissão. A referida alínea, que proibia a análise de solicitação de acesso por parte do ONS no caso de alteração de fonte de central geradora, tornou-se incompatível com o processo de acesso e outorgas após a inversão de fases. Assim, a alínea deve ser suprimida.

386. Também foram propostas alterações pontuais no Módulo 2 e Módulo 3 das Regras de Transmissão de modo a incluir os SAE Autônomos no regramento vigente.

III.7 Síntese das contribuições relativas à perda do benefício tarifário de central geradora com SAE colocalizado

387. No âmbito da proposta regulatória em discussão, considera-se o cenário em que uma central geradora de energia incentivada opere com um Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) colocalizado. Conforme as regras atualmente vigentes, tais centrais geradoras fazem jus a descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Contudo, a introdução de um SAE colocalizado modifica a dinâmica de operação do empreendimento, uma vez que o armazenamento pode absorver energia da rede elétrica, para posterior reinjeção, sem garantia da origem da fonte primária de energia.

388. Nesse contexto, a proposta submetida à Consulta Pública prevê que, ao absorver energia da rede, a central geradora com SAE colocalizado perderia integralmente o direito ao benefício tarifário. O racional subjacente à proposta está relacionado à possibilidade de que a energia reinjetada na rede não seja proveniente da fonte incentivada colocalizada, o que comprometeria indiretamente a integridade da política pública de estímulo às fontes renováveis.

389. Entretanto, a proposta recebeu diversas contribuições durante o período de consulta que argumentam pela necessidade de ajustes regulatórios mais proporcionais e tecnicamente embasados. Dentre os principais pontos levantados, destaca-se a alegação de que a perda do benefício tarifário pela central geradora que opera com SAE colocalizado deveria ocorrer de forma proporcional à participação da energia elétrica provida pela rede — e não incentivada — no total de energia comercializada pelo conjunto gerador-armazenador.

390. Também foi ressaltado que a proposta atual poderá desestimular a implementação de sistemas de armazenamento associados a fontes renováveis. Isso acarretaria consequências negativas para a operação do sistema elétrico, inclusive com a ampliação de eventos de *curtailment*, podendo ainda representar um contrassenso diante dos esforços de descarbonização do setor elétrico.

391. Algumas contribuições também apontaram que, caso a energia provida pela rede esteja, de fato, lastreada em fonte incentivada, não haveria razão técnica ou jurídica para que o desconto tarifário da central geradora fosse degradado.

392. As agentes participantes da CP 39/2023 argumentam, ainda, que ao condicionar o acesso ao benefício tarifário à completa abstinência do SAE em absorver energia da rede, pode-se criar uma barreira significativa à adoção dessa tecnologia, desincentivando sua integração ao sistema elétrico nacional justamente no momento em que há grande expectativa quanto à sua importância para o equilíbrio, confiabilidade e flexibilidade operativa da matriz elétrica brasileira.

393. Outro ponto recorrente nas manifestações é a crítica à desproporcionalidade da medida proposta, sob uma ótica do princípio da adequação entre meios e fins, segundo o qual não se deve impor obrigações, restrições ou sanções em medida superior àquela estritamente necessária para a promoção do interesse público. Nesse sentido, argumenta-se que aplicação de um critério rígido e binário que resultaria na exclusão total do desconto tarifário, sem considerar a efetiva participação da energia incentivada, configura um excesso regulatório. As contribuições recebidas neste sentido foram da ABSAE; COGEN; ABEEólica; ABIAPE; APINE; ABGD; ABSOLAR; G2A Consultores; Bright Strategies; Grupo Energisa; Statkraft Energias Renováveis; Echoenergia; Enel; ENGIE Brasil Energia; Recurrent Energy; Voltalia Energia do Brasil; Comerc Energia S.A.; ATHON ENERGIA; Micropower Energia; EDP e Neoenergia.

394. Houve também posicionamentos a favor da proposta feita pela ANEEL, ou seja, contrários à concessão de benefícios tarifários aos SAEs instalados em empreendimentos existentes — sob o argumento de que esses sistemas não se enquadram como consumidores nos termos da Lei nº 9.427/1996 e, portanto, não devem ser tratados como beneficiários dessa política de incentivo. Assim, a CEMIG e ABRADDEE consideraram pertinente a atuação da Agência sobre o tema, dado o volume atual de benefícios já concedidos, observando-se, inclusive, que a legislação vigente não contempla, de forma específica, benefícios tarifários aplicáveis aos sistemas de armazenamento de energia.

395. Com efeito, de forma geral, das 38 contribuições recebidas sobre o tratamento de benefício tarifário aplicado aos sistemas de armazenamento de energia, 21 contribuições defendem a adoção de critérios mais refinados de contabilização da energia, como a individualização da medição por tecnologia e a proporcionalização do desconto com base na origem da energia utilizada. Tal abordagem, segundo os agentes mencionados acima, permitiria preservar a lógica do incentivo à energia limpa estabelecido em política pública, sem penalizar indevidamente projetos inovadores que utilizam o SAE como ferramenta para otimização energética, redução de perdas, atendimento de demanda em horários críticos e diminuição da ociosidade da infraestrutura de transmissão.

396. A EDP ressalva, ainda, que é preciso prever que a energia elétrica carregada e injetada na rede para prestação de serviços ancilares (não destinada a cobertura de lastro de consumidores finais) e a perda no ciclo de carga e descarga não deve impactar o direito ao desconto na TUST/D da central geradora.

397. Conselhos de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul; de Poços de Caldas; da CPFL Paulista; DA ENEL-CE; da Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. e da CPFL Piratininga manifestam que é "fundamental que o serviço de armazenamento de energia seja pago em separado e incidente sobre os serviços de geração ou consumo que deram causa a essa necessidade e que, portanto, devem remunerar esse custo e suas perdas correlacionadas, os quais, segundo os conselhos, são imputados aos consumidores cativos.

398. Por fim, a CPFL propõe a inclusão em dispositivo regulatório para que não se admita que o SAE autônomo tenha direito ao desconto de TUST/TUSD, tanto para a modalidade geração quanto para a modalidade consumo, assim como para central geradora com SAE colocalizado que implique em alteração de MUST/MUSD contratado.

III.7.1 Análise das contribuições relativas à perda do benefício tarifário de central geradora com SAE colocalizado

399. Após minuciosa avaliação das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 039/2023, identifica-se razoabilidade em parte dos argumentos apresentados pelos agentes setoriais quanto à necessidade de ajustes na proposta inicial referente à manutenção dos benefícios tarifários aplicados a centrais geradoras que possuem incentivo legal no encargos de uso do sistema elétrico que venham a instalar sistemas de armazenamento de energia (SAEs) colocalizados, bem como aos próprios SAEs autônomos.

400. De início, cabe alertar que, nos termos do art. 26, § 1º-A e B, da Lei nº 9.427/1996, os percentuais de redução nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição são aplicáveis aos empreendimentos de geração com base em fontes incentivadas, as quais encontram-se explicitadas como sendo aquelas com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada.

401. Ademais, também não se pode deixar de registrar que a política pública teve ajustes introduzidos por meio da Lei nº 14.120, de 2021, a qual estabeleceu que os descontos passariam a ter continuidade em sua concessão somente àqueles que protocolassem o pedido de outorga na ANEEL até 12 meses após a publicação da Lei, ou seja, até 2 de março de 2022, e que iniciassem a operação de todas as suas unidades geradoras em até 48 meses da data da outorga. Assim, empreendimentos que apresentaram pedidos de outorga após essa data-limite não fazem jus ao benefício tarifário previsto na legislação.

402. Tal restrição alcança, inclusive, os casos de ampliação de capacidade instalada. Nesse ponto, vale destacar que acréscimo de capacidade instalada ao empreendimento que possui direito ao desconto, pelo regime legal vigente, não garante à potência adicional direito ao incentivo no encargo de uso do sistema elétrico.

403. Diante do exposto do arcabouço legal, entende-se que o incentivo da política pública está atrelado à fonte primária de energia elétrica e que incrementos de potência em usinas que não cumpram o disposto na Lei nº 14.120, de 2021, não possuirão direito ao citado incentivo. Dessa forma, verifica-se que a adição de unidades de armazenamento a uma central geradora não enseja o enquadramento dessas unidades no desconto tarifário.

404. Além disso, cabe ressaltar que, no caso de usinas hidrelétricas, o desconto tarifário é concedido somente se houver enquadramento nos §§ 1º, 1º-A e 1º-B do art. 26 da Lei 9.427, de 1996. O que não ocorre com unidades geradoras reversíveis em ciclo fechado, pois estas, apesar de serem unidades geradoras hidrelétricas, não fazem uso de bem da união e não são previstas em estudos de inventário que definem o aproveitamento ótimo da cascata. A seguir, destacam-se os trechos da Lei que tratam o tema:

Art. 26. Cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar:

I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidroelétrica;

[...]

VI - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e igual ou inferior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), destinado à produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não característica de pequena central hidroelétrica.

§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do **caput** deste artigo, para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia:

I – comercializada pelos aproveitamentos; e

II – destinada à autoprodução, desde que proveniente de empreendimentos que entrarem em operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2016

§ 1º-A Para empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e, conforme regulamentação da Aneel, cogeração qualificada, a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia proveniente de tais empreendimentos, comercializada ou destinada à autoprodução, pelos aproveitamentos, desde que a potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 300.000 kW (trezentos mil quilowatts) e atendam a quaisquer dos seguintes critérios:

I – resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1º de janeiro de 2016; ou

II – venham a ser autorizados a partir de 1º de janeiro de 2016

§ 1º-B. Os aproveitamentos com base em fonte de biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) que não atendam aos critérios definidos no § 1º-A, bem como aqueles previstos no inciso VI do **caput**, terão direito ao percentual de redução sobre as tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição previsto no § 1º, limitando-se a aplicação do desconto a 30.000 kW (trinta mil quilowatts) de potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição.

§ 1º-C. Os percentuais de redução de que tratam os §§ 1º, 1º-A e 1º-B deste artigo serão aplicados:

I - aos empreendimentos que solicitarem a outorga, conforme regulamento da Aneel, no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e

II - ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento seja realizada no prazo de até 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste inciso, e a operação de todas as unidades

geradoras associadas à solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga.

§ 1º-D. Para novos empreendimentos de geração hidrelétricos com potência instalada de até 30 MW (trinta megawatts), os descontos serão mantidos em 50% (cinquenta por cento) por 5 (cinco) anos adicionais e em 25% (vinte e cinco por cento) por outros 5 (cinco) anos, contados a partir da data de publicação deste parágrafo.

[...]

405. Como se observa, o dispositivo legal trata sempre de “*aproveitamento hidrelétrico*”, tendo em vista que as usinas hidrelétricas em ciclo fechado não estão usufruindo de uma cascata natural, entende-se que esses empreendimentos não podem ser enquadrados no § 1º-D da Lei.

406. Delineado o contexto anterior, e observando que os agentes do setor trouxeram argumentos no sentido de que a proposta de perda integral do benefício tarifário — quando de qualquer absorção de energia da rede por parte do SAE — merece um reexame, uma vez que pode se revelar desproporcional e excessivamente restritiva, sobretudo diante do objetivo central da política pública em questão, que é a promoção de fontes renováveis.

407. Diante disso, as análises internas apontam que a aplicação automática da perda total do desconto tarifário deve ser revista, sendo mais apropriado adotar critérios de proporcionalização de aplicação do benefício, conforme proposto por diversos agentes, e em linha com parâmetros normativos já considerados no tratamento regulatório da matéria em situações de hibridização ou associação de usinas de geração de energia elétrica. Entre tais parâmetros e critérios que podem nortear a evolução do tratamento normativo destacam-se:

- A individualização da medição por tecnologia, permitindo segregar produção de central geradora e consumo da energia armazenada e injetada posteriormente;
- A identificação da origem dessa energia armazenada e injetada, se derivada da central geradora colocalizada ou da rede elétrica;
- O SAE não figura como possível beneficiário da redução da tarifa de uso do sistema elétrico, seja na injeção ou no consumo, pois tal mecanismo está vinculado somente à parcela da geração incentivada e ao consumidor final de energia elétrica;
- A não aplicação do benefício de redução da tarifa de uso do sistema elétrico ao SAE não implica que agentes que operem esses ativos sejam impossibilitados de comercializar energia incentivada com consumidores finais;
- À ampliação de capacidade instalada de central geradora incentivada não será aplicado o benefício tarifário, mesmo que decorrente da implantação de soluções de armazenamento.

408. No caso específico do SAE autônomo, a lógica técnica permanece equivalente. Trata-se de uma unidade que, por suas características operacionais, não se enquadra como possível beneficiário da política pública de incentivo a fontes renováveis, atuando como um dispositivo de deslocamento temporal de energia. Assim, para efeito de análise regulatória, a atuação do SAE deve ser tratada como neutra quanto à concessão de benefícios tarifários.

409. Ainda, em acordo com o encaminhamento proposto para o fechamento da Consulta Pública, entende-se que a energia carregada e descarregada para prestação de serviços ancilares não devem ser consideradas para fins de exclusão do desconto tarifário da central geradora incentivada. Esse entendimento alinha-se à visão apresentada pela EDP, bem como à prática regulatória de outros mercados, como o NYISO, conforme citado pela ABIAPE.

410. Por outro lado, reconhece-se a legitimidade da preocupação dos Conselhos de Consumidores e da CPFL quanto à possibilidade de externalização de custos para os consumidores cativos, caso não haja controle sobre a origem da energia injetada. No entanto, a abordagem de proporcionalização e medição individualizada representa uma solução adequada, equilibrando os interesses dos consumidores com os objetivos de fomento à inovação tecnológica, eficiência sistêmica e incentivo a fontes renováveis.

411. Dessa forma, propõe-se o refinamento da proposta original, incorporando os mecanismos de individualização de medição e proporcionalização da aplicação do benefício sugeridos pelos agentes, de modo a manter o direito das centrais geradoras que fazem jus ao benefício, excetuando-se o eventual adicional do uso do fio pelo SAE (aumento de MUST/D) ou reinjeção daquela energia absorvida da rede (e não daquela proveniente da central geradora colocalizada).

III.8 Síntese das contribuições relativas aos encargos e necessidade de lastro para comercialização de energia pelo SAE

412. A proposta da segunda fase da Consulta Pública nº 39/2023 sugeriu que os encargos devam incidir sobre o consumo bruto, refletindo o custo de produção não incluído no preço horário. No mesmo sentido, os demais encargos como a CDE e o PROINFA, que também deveriam ser calculados com base no consumo bruto, seriam cobrados pelas distribuidoras e transmissoras via TUSD/TUST.

413. Em relação aos encargos, 53 contribuições foram recebidas das seguintes empresas e instituições: Associação Brasileira de Soluções de Armazenamento de Energia – ABSAE; Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – ABRATE; Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (ABEEólica); Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia – ABIAPE; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – ABGD; ABRACE Energia; Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – ABGD; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – ABSOLAR; ABRADÉE; G2A Consultores; Casa dos Ventos S.A.; Statkraft Energias Renováveis S/A; Echoenergia; Recurrent Energy; EDP; Comerc Energia S.A.; COC ENERGIA E ENGENHARIA LTDA; Statkraft Energias Renováveis S/A; SPIC Brasil; Elera Renováveis; Echoenergia; Enel; NEC Desenvolvimento de Projetos em Energia e Participações S.A.; ENGIE Brasil Energia; Eneva S.A.; Recurrent Energy; EDP; Voltalia Energia do Brasil; Comerc Energia S.A.; COPEL; Neoenergia; ELETROBRAS; CPFL Energia; Instituto Acende Brasil; Gesel, Grupo de Estudos do Setor Elétrico; ATHON ENERGIA - GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA SOLAR; Micropower Energia S.A. e ISA ENERGIA BRASIL S.A.

414. Tais contribuições podem ser categorizadas em quatro grupos: i) não devem ser aplicados aos recursos de armazenamento; ii) os encargos devem incidir sobre o consumo líquido; iii) os encargos devem incidir sobre o consumo bruto; e iv) os encargos relacionados aos sistemas de armazenamento devem ser objeto de estudos adicionais e Análise de Impacto Regulatório (AIR) para futura regulamentação.

415. O primeiro grupo apresenta o maior número de contribuições, totalizando 32^[31]. As justificativas, embora não sejam homogêneas, focam essencialmente na mesma questão: os sistemas de armazenamento não são consumidores finais de energia e não se assemelham a autoprodutores. Portanto, conforme a regulamentação vigente, não seria adequado o pagamento de encargos, especialmente o Encargo de Energia de Reserva.

416. Apresentamos abaixo algumas contribuições que fundamentam as propostas do grupo i:

Os encargos setoriais de PROINFA, ESS, EER e ERCAP possuem natureza de taxa, conforme definição do art. 77 do Código Nacional Tributário (Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1966).

- O PROINFA presta o serviço público de oferta de energia renovável aos consumidores finais de energia elétrica;
- O ESS presta o serviço de Garantia de qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica por meio de serviços ancilares e despacho fora da ordem de mérito aos usuários finais de energia elétrica;
- O EER presta o serviço de Garantia de qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica por meio de energia de reserva aos usuários finais de energia elétrica;

- O ERCAP presta o serviço de Garantia de qualidade e continuidade do fornecimento de energia elétrica por meio de energia de reserva aos usuários finais de energia elétrica.

Sendo assim, os encargos setoriais somente podem ser recolhidos por agentes do setor que sejam beneficiários do serviço público correspondente, conforme especificado na legislação e regulamentação específica.

No caso concreto, as Leis nº 10.848/2004 e os Decretos nº 5.163/2004, nº 6.353/2008 e nº 10.707/2021 estabelecem que os encargos de ESS, EER e ERCAP são devidos exclusivamente pelos usuários finais de energia elétrica, ou seja, pelos consumidores finais e pelos autoprodutores (apenas na parcela de consumo atendida pelo SIN).

Na mesma linha, conforme definido na Lei nº 10.438/2022, os encargos de CDE e de PROINFA são aplicados apenas para consumidores finais de energia elétrica.

Pelo exposto, como os agentes de SAE não são beneficiados direta ou potencialmente pelos serviços públicos providos pelos encargos de ESS, EER, ERCAP e PROINFA e tampouco são consumidores ou usuários finais de energia elétrica, não estão sujeitos ao pagamento dos referidos encargos e da CDE.” **Contribuição da ABSAE e outros.**

“O Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, que regulamenta a contratação de energia de reserva, estabelece que a energia de reserva é destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN e será contratada pela CCEE como representante dos agentes de consumo, incluindo os consumidores livres e os autoprodutores.

O Decreto determina que os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, serão rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo os consumidores livres e aqueles referidos no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN, mediante encargo específico, a ser disciplinado pela ANEEL.

Sendo assim, considerando que Agentes de SAE não são consumidores finais e não se equiparam a autoprodutores (o ciclo de armazenamento possui perdas elétrica, como qualquer outro equipamento do SIN, mas não existe consumo final de energia elétrica para nenhuma atividade econômica), não devem ser incluídos na relação dos Usuários de Energia de Reserva.” **Contribuição Recurrent Energy e outros.**

417. As contribuições do grupo iii seguem a proposta da ANEEL que foi à Consulta Pública, ou seja, que os encargos incidentes sejam cobrados sobre o consumo bruto. Estão neste grupo a ABRADDEE, a COC Engenharia LTDA, COPEL, dentre outros. O fundamento deste grupo é o de que a cobrança pelo consumo bruto permitiria que os custos estejam alinhados ao uso real do sistema, eliminando distorções que poderiam onerar desproporcionalmente os agentes envolvidos.

418. Neste sentido, os encargos incidiriam sobre a parcela de consumo bruto, por não haver parcela de produção associada, como no caso do Autoprodutor, inclusive com a cobrança de CDE e Proinfa cobrados da mesma forma.

419. As contribuições do grupo ii são no sentido de que os encargos sejam cobrados conforme o consumo líquido, ou seja, os encargos devem incidir sobre o resultado positivo do Consumo subtraído da Geração. Segundo esta linha de contribuições, o consumo dos SAEs decorre meramente das perdas no armazenamento, sendo que o restante da energia retirada da rede é devolvido em outro momento quando esta energia pode ser mais bem aproveitada pelos demais agentes. Complementam ainda que onerar os SAEs com encargos sobre seu consumo bruto só elevaria o custo do armazenamento, coibindo a viabilidade desta tecnologia que mitiga limitações e problemas que tanto prejudicam os usuários do sistema elétrico como: (a) congestionamento nas redes de transmissão e distribuição; (b) escassez de oferta de potência em momentos de maior demanda da carga líquida; e (c) *curtailment* ^[32].

420. Por fim, o grupo iv recomenda que a aplicação de encargos setoriais aos Sistemas de Armazenamento seja analisada em um parecer jurídico e em uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) para avaliar os impactos técnicos, econômicos e jurídicos dessa cobrança. A recomendação baseia-se na insegurança jurídica introduzida por encargos sem previsão legal adequada. Além disso, afirmam que esses encargos podem causar distorções econômicas não estudadas nos documentos apresentados até agora. Seguem alguns trechos dessas contribuições:

O armazenamento contribui para a segurança e estabilidade do sistema ao realizar arbitragem de energia e suavizar picos de carga. Desta forma, cobrar encargos em condições de consumo anulado pela geração introduz um custo artificial que desincentiva investimentos em armazenamento e contraria a lógica de eficiência econômica.

A aplicação de encargos sobre o consumo bruto dos SAEs configura uma distorção econômica e pode desestimular investimentos em tecnologias de armazenamento. É fundamental que a ANEEL realize uma análise aprofundada através de AIR específico, com o auxílio de pareceres jurídicos e estudos técnicos, para avaliar os impactos dessa medida e buscar alternativas que não onere indevidamente os agentes que investem em soluções inovadoras para o setor elétrico.” **(Voltaia Energia do Brasil)**

Provocada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em sua contribuição adicional, a ANEEL avança na presente etapa sobre a deliberação da aplicabilidade dos encargos setoriais sobre os sistemas de armazenamento em análise. Novamente, a bidirecionalidade inerente ao SAE é alvo de desafios a serem contornados também para esse tema em específico.

Concordando com a CCEE, indicamos ser fundamental a transparência dos custos a serem considerados pelos empreendedores, cabendo definição se os rAdemais, tem-se que a nova escolha regulatória sobre o tipo autorizativo que se operará ao SAE, objeto da SN6, impõe algumas reflexões que não foram de todo exauridas no tópico que versa sobre a aplicação dos encargos no âmbito da Nota Técnica n. 266/2024-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL, cabendo melhor aprofundamento sobre o tópico antes de uma proposição definitiva. Sobre o feito, sugere-se remontar às prévias discussões que já envolveram a incidência de encargos (CDE, PROINFA, ESS, EER) sobre o consumo do Produtor Independente de Energia (PIE) e do Autoprodutor (APE). A classificação, por parte da Agência, do SAE na condição de Produtor Independente de Energia (“PIE”), em subespécie da condição de gerador, encurta as discussões que atualmente pairam e obstam a inserção das soluções de armazenamento ao ordenamento, contudo, parece não totalmente aderente ao sistema de armazenamento, haja vista que esse não é fisicamente um gerador, revezando-se entre injeção e consumo ao longo de sua operação. Nesse sentido, entende-se que devem ainda ser melhor pesados os efeitos da classificação proposta.

Não obstante, à luz do até aqui exposto e discutido em sede da CP ANEEL 39/2023 e caso se avance sobre a opção de classificação regulatória em tela, a fim de evitar mais subsídios cruzados no setor, desde já manifestamos preliminar concordância com o tratamento recomendado pela Agência no que concerne a incidência dos encargos setoriais, entendendo como mais adequado o pagamento de encargos sobre o consumo bruto do SAE. Importante mencionar que a proposta de enquadramento do SAE, para fins de encargos de consumo, busca alocação adequada de custos para o Sistema de Armazenamento de Energia, dando contorno às particularidades de sua operação, ainda inéditos ao sistema brasileiro.

Todavia, entendemos como severamente recomendado o exercício de análise de impacto regulatório sobre essa porção da discussão, sob pena de que, se não completamente exauridos os estudos necessários para a melhor convicção e decisão regulatória, abra-se flanco para judicialização.” **(ELETROBRAS)**

III.8.1 Análise das contribuições relativas aos encargos e necessidade de lastro para comercialização de energia pelo SAE

421. A proposta regulatória apresentada nesta etapa da CP 039/2023 parte do entendimento de que a energia utilizada da rede pelos SAEs para a viabilização de seus ciclos de carga e descarga, ou seja, a diferença resultante da energia absorvida e a energia reinjetada posteriormente, deve ser interpretada como **perda** de energia elétrica (e não como um **consumo**), uma vez que a energia elétrica absorvida pelo sistema de armazenamento não é destinada ao uso final típico, mas sim para ciclo de carga e descarga ao deslocar temporalmente o suprimento.

422. Optar por tratar esse montante acumulado de energia elétrica como perda — tal como ocorre em transformadores, linhas ou outros equipamentos — implicará, inevitavelmente, no entendimento de que a eficiência energética (*round trip efficiency*) para os SAEs são de responsabilidade dos respectivos agentes operadores desses ativos.

423. Assim, parte-se para a etapa seguinte da análise, a respeito do quanto da absorção da energia deve estar sujeito aos encargos setoriais. A proposta é que se adote a abordagem de considerar o delta entre a energia consumida (carga) e a energia injetada (descarga) como perda, portanto, não sujeito à incidência de encargos. Ademais, considerando que a energia utilizada no carregamento não se presta à destinação final de consumo, para esse montante também não se observa motivação para cobrança de encargos que são incidentes nos consumidores finais.
424. Ademais, essa abordagem preserva a liberdade tecnológica e de modelos de negócio dos empreendedores, que continuam livres para escolher o nível de eficiência energética de seus sistemas conforme suas projeções econômicas. O tratamento regulatório proposto apenas assegura que, independentemente dessas escolhas, os custos setoriais sejam alocados de forma proporcional, considerando a eficiência de seus ativos, aos agentes que de fato utilizam os recursos do sistema elétrico.
425. Cabe mencionar, neste ponto, a discordância por parte das áreas técnicas da ANEEL do entendimento apresentado pela Eletrobras no que se refere à afirmação de que a cobrança de encargos sobre o consumo líquido dos SAEs configuraria um subsídio. Tal afirmação parte de uma premissa com a qual não se concorda, ao assumir que qualquer diferenciação regulatória no tratamento de encargos constitui necessariamente uma forma de subsídio. Primeiramente, **a ANEEL não detém competência legal para instituir subsídios**, uma vez que tais instrumentos envolvem decisões de política pública com efeitos distributivos e, portanto, são de competência do Poder Concedente.
426. No caso em análise, o que se propõe não é a concessão de benefício econômico sem contrapartida – descrição objetiva de subsídio –, mas sim **a aplicação proporcional e coerente dos encargos setoriais**, em linha com a natureza técnica dos SAEs e com os dispositivos legais vigentes, que vinculam a incidência de diversos encargos ao **consumo final** de energia elétrica. Entende-se que um subsídio, em seu sentido regulatório estrito, **consiste na isenção ou redução de um custo efetivamente causado ao sistema, com o consequente rateio desse custo entre os demais agentes**. Não é o caso.
427. Por fim, reforça-se que a proposta de aplicação do regime jurídico de Produtor Independente de Energia Elétrica ao SAE não ignora suas especificidades técnicas — como o ciclo de carga e descarga —, mas sim oferece **uma solução regulatória possível dentro do marco legal atual**. Essa abordagem não impede que, em fases futuras do *roadmap* regulatório, novos aperfeiçoamentos possam ser introduzidos, inclusive com o apoio de Análises de Impacto Regulatório mais amplas, como sugerido, ou mesmo que ocorra evoluções futuras no tratamento normativo em caso de modificações dos ditames legislativos.
428. Complementarmente, cabe ressaltar que os SAEs, quando operados como agentes autônomos, devem ter um exame adicional quanto às regras de exigência de lastro. De acordo com a legislação vigente, especialmente a Resolução Normativa ANEEL nº 1.009/2022 e o Decreto nº 5.163/2004, consumidores devem contratar energia correspondente a 100% de sua carga com lastro em garantia física e/ou contratos de compra, sob pena de estarem sujeitos a penalidades por insuficiência. Da mesma forma, geradores devem assegurar lastro físico para sua energia ofertada ao mercado.
429. Dadas as particularidades dos SAEs fartamente exemplificadas nesta Nota Técnica, sua operação não caracteriza consumo no final da cadeia de energia elétrica. No geral, a energia elétrica acumulada em sistemas de armazenamento está sendo deslocada temporalmente, ou seja, permitindo um desacoplamento temporal entre a produção (proveniente de um ativo de geração) e o consumo (uso final dessa energia produzida). Nesse arranjo, a aplicação do mecanismo de adequação do suprimento atrelado à medição da suficiência de lastro (ou de outro modo, de medida do nível de insuficiência) não se amolda à operação dos sistemas de armazenamento. Portanto, nesse ponto, os referidos sistemas não devem estar sujeitos às mesmas obrigações setoriais referentes à suficiência de lastro.
430. Em relação às apurações do mercado de curto prazo MCP, tanto a energia consumida para recarga quanto a energia injetada na descarga devem ser contabilizadas, respectivamente, considerando os requisitos e recursos dentro das regras usuais de carga e gerador, de modo que: (i) na recarga do SAE, o requisito deve ser o consumo e o recurso o contrato de compra; e (ii) na descarga do SAE, o recurso deve ser a geração e contrato de compra, e o requisito é o contrato de venda.
431. Superadas as discussões anteriores, parte-se agora para a análise da aplicabilidade de cada encargo setorial aos quais esses agentes estariam sujeitos.
432. Antes de adentrar cada encargo de forma específica, é fundamental apresentar um panorama legal sobre o tema. A identificação dos sujeitos passivos — ou seja, aqueles que devem arcar com os encargos — deve se basear no que está estabelecido em lei. A seguir, sintetizam-se os principais encargos setoriais e taxas atualmente vigentes no setor elétrico brasileiro, com suas respectivas bases legais, e uma breve descrição de quem são os sujeitos passivos:
- | Encargo | Base Legal | Descrição sobre o Sujeito Passivo |
|--|--|---|
| EER / ERCAP | Lei nº 10.848/2004, Art. 3º-A | A cobrança recai sobre todos os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo consumidores livres e autoprodutores, estes últimos apenas na fração da energia interligada ao sistema. |
| ESS | Lei nº 10.848/2004, Art. 1º, §10, I | A cobrança destina-se aos usuários do SIN , como forma de remunerar os custos dos serviços de operação, inclusive o despacho fora da ordem de mérito. |
| PROINFA | Lei nº 10.438/2002, Art. 3º | Os custos são rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, com exceção da subclasse baixa renda. |
| CDE | Lei nº 10.438/2002, Art. 13, §1º; e Decreto nº 9.022/2017, art. 10º, §3º | L10438: Os recursos vêm das quotas pagas por agentes que comercializem com consumidores finais , por meio das tarifas de uso dos sistemas.

D9022: As quotas anuais da CDE serão rateadas entre os agentes de transmissão e distribuição e repassadas às tarifas dos consumidores finais , conforme metodologia de cálculo a ser definida pela ANEEL. |
| TFSEE (Taxa de Fiscalização) | Lei nº 9.427/1996, Art. 12 | A cobrança incide sobre todos os agentes titulares de concessão, permissão ou autorização , incluindo produtores independentes e autoprodutores. |
| PDI (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação) | Lei nº 9.991/2000, Art. 2º | A obrigação recai sobre empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica , excetuadas as que gerem exclusivamente com fontes incentivadas. |
433. Considerando o enquadramento regulatório adotado nesta etapa da CP 039/2023, os SAEs, na modalidade autônoma, estarão sujeitos ao regime jurídico de Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE). Esse enquadramento permite o tratamento regulatório compatível com a natureza técnica e regulatória dos SAEs, assegurando seu acesso à rede e sua atuação como agente setorial. No entanto, reconhece-se que os SAEs possuem particularidades operacionais que os distinguem de empreendimentos de geração convencionais, especialmente quanto à dinâmica de absorção de seu insumo energético e reinjeção de potência na rede.
434. A energia absorvida da rede pelos SAEs — com exceção da perda inerente ao processo de armazenamento — será posteriormente reinjetada no sistema. Diante disso, entende-se que a cobrança dos encargos EER, ERCAP, ESS e PROINFA, todos encargos associados aos usuários finais do setor elétrico, não incidem

sobre o serviço de armazenamento, após a análise desta fase da consulta pública. Essa abordagem preserva a coerência com os dispositivos legais que vinculam a incidência desses encargos ao consumo final de energia elétrica e evita distorções que desincentivem o uso eficiente do sistema de armazenamento.

435. Em relação à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), a Lei nº 10.438/2002 estabelece, em seu §1º, art. 13, com redação dada pela Lei nº 14.120/2021:

§ 1º Os recursos da CDE serão provenientes:

I - das quotas anuais pagas por todos os agentes **que comercializem energia com consumidor final**, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição ou cobrado diretamente dos consumidores pela CCEE, conforme regulamento da Aneel.

436. A princípio, essa redação poderia sugerir que os SAE, ao realizarem operações de retirada e injeção de energia da rede para comercialização com consumidor final, estariam sujeitos ao recolhimento das quotas da CDE. Contudo, ao se aprofundar a análise normativa aplicável, verifica-se que o Decreto nº 9.022/2017, ao alterar o Decreto nº 5.177/2004, introduziu no §3º do art. 10º uma diretriz interpretativa fundamental:

Art. 10º (...)

§ 3º As quotas anuais da CDE serão rateadas entre os agentes de transmissão e distribuição e repassadas às tarifas dos **consumidores finais**, conforme metodologia de cálculo a ser definida pela ANEEL.

437. Tal dispositivo reforça que a responsabilidade direta pelo recolhimento da CDE recai sobre os agentes de transmissão e distribuição, porém, com repasse aos consumidores finais por meio das tarifas reguladas.

438. Nesse sentido, cabe destacar que o Parecer n. 089/2025 da Procuradoria Federal junto à ANEEL, abordou diversos encargos setoriais, concluindo que os SAEs autônomos devem, como regra, sujeitar-se ao regime de encargos setoriais aplicável aos produtores independentes e que a cobrança de encargos relacionados ao consumo final de energia não se aplica aos SAEs, dado o caráter funcional e sistêmico de seu consumo. Em particular sobre a CDE, foi encaminhado o Memorando Conjunto nº 4/2025-SGM/STR/ANEEL, em 31/07/2025, solicitando à Procuradoria esclarecer a abrangência da incidência ou não do encargo da CDE sobre os sistemas de armazenamento.

439. Em complemento à análise anterior, a Procuradoria Federal junto à ANEEL emitiu a Nota nº 036/2025/PFANEEL/PGF/AGU, por meio da qual reforçou o entendimento de que os SAEs não realizam consumo final de energia elétrica, uma vez que a energia absorvida da rede é empregada em operações técnicas e funcionais voltadas à prestação de serviços ao sistema. Nessa medida, o consumo realizado pelo SAE não se confunde com aquele destinado ao uso final por parte de consumidores, o que afasta o fato gerador necessário à incidência de encargos cujo ônus recai sobre o consumo final, como é o caso da CDE. A Procuradoria afirma, ainda, que dado que a Lei nº 10.438/2002 e o Decreto nº 9.022/2017 estabelecem que a CDE deve ser custeada por consumidores finais, direta ou indiretamente, por meio das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, entende-se que os SAEs outorgados como PIEs não devem ser onerados pelas quotas vinculadas ao consumo final.

440. Quanto aos encargos TFSEE e PDI, entende-se que o SAE autônomo, ao operar prestando serviços análogos aos prestados por um PIE, deve observar as mesmas obrigações impostas aos demais agentes sob esse regime. Assim, a TFSEE, prevista no art. 12 da Lei nº 9.427/1996, será devida anualmente e proporcional ao porte e à autorização do SAE. Por fim, a obrigação de aplicação em PDI, conforme a Lei nº 9.991/2000, será aplicável aos SAEs autorizados como PIE.

441. Cabe destacar que a Procuradoria Federal junto à ANEEL, por meio do Parecer nº 89/2025, manifestou-se, em consonância com o que foi exposto até aqui, quanto à incidência de encargos setoriais sobre os SAEs autorizados como PIE, apresentando conclusões, que estão resumidas a seguir:

- **Princípio geral:** A regra é que os SAE autônomos estejam submetidos ao mesmo regime de encargos aplicável aos demais PIEs. No entanto, admite-se que possam existir distinções justificadas por características técnicas próprias dos SAE, as quais demandarão análise regulatória específica.
- **TFSEE:** a cobrança decorre de consequência natural do regime de outorga, tendo em vista o poder-dever da ANEEL de fiscalizar tais empreendimentos, especialmente diante do seu potencial impacto sobre a operação do sistema elétrico.
- **PDI:** A incidência do encargo de PDI é obrigatória, conforme o disposto no art. 2º da Lei nº 9.991/2000. Por serem autorizados como PIEs, os SAE autônomos devem observar integralmente os dispositivos legais, não havendo previsão de isenção aplicável.
- **Importância da análise técnica/regulatória:** A definição regulatória dos encargos aplicáveis aos SAE deve ser fundamentada não apenas em interpretação jurídica, mas também em análise técnica detalhada, capaz de caracterizar adequadamente a natureza do uso da rede e da energia por esses sistemas. Essa caracterização técnica é essencial para que a cobrança de encargos seja compatível com a viabilidade econômica dos empreendimentos.
- **Encargos sobre o consumo final de energia:** A Procuradoria entendeu que a energia retirada da rede por SAE autônomos não configura consumo final, já que não é destinada ao uso próprio do agente, mas sim reinjetada no sistema ou utilizada para prestação de serviços ao setor elétrico. Trata-se de um consumo funcional. Ainda que haja consumo líquido (devido a perdas no processo de armazenamento), tal parcela não pode ser equiparada ao consumo final típico.
- **Encargos de Serviços do Sistema (ESS):** o parecer afirmou que, em princípio, não haveria fundamento para a incidência do ESS sobre os SAE autônomos, que são prestadores de serviço que podem, inclusive, ser remunerados pelo ESS. A cobrança do ESS sobre os SAEs poderia gerar um ciclo cumulativo indesejado de custos, em que o custo adicional seria repassado ao preço dos serviços prestados pelos SAEs, elevando o próprio ESS e exigindo novos reajustes em uma espiral de aumento. Houve uma ressalva por parte do Procurador-Geral, enfatizando que a simples avaliação técnica não é suficiente para justificar a incidência do encargo, sendo imprescindível a existência de previsão normativa clara. Ou seja, a cobrança do ESS, para qualquer PIE, incluindo os titulares de SAE, depende de previsão específica em regra ou procedimento de comercialização, conforme o §10 do art. 1º da Lei 10.848/2004 e o art. 59 do Decreto 5.163/2004.

442. Neste sentido, resume-se a proposta encaminhada conforme quadro a seguir.

Quadro 12 – Incidência de encargos		
Encargo	Incidência	Mecanismo de cobrança
EER / ERCAP	não	TE (ACR) ou Mercado (ACL)
ESS	não	TE (ACR) ou Mercado (ACL)
PROINFA	não	TUSD/TUST – consumo
CDE	não	TUSD/TUST - consumo
TFSEE (Taxa de Fiscalização)	Sim	Boleto
PDI	Sim	Contábil

TE – Tarifa de Energia; ACR – consumo cativo; ACL – consumo no ambiente de livre contratação

443. No âmbito da transmissão, as componentes tarifárias associadas aos encargos setoriais já são homologadas de forma independente. No âmbito da TUSD, cujo valor homologado contempla a associação de todas as componentes de custos (transporte, perdas e encargos), faz-se necessária a homologação de uma TUSD que contemple apenas a não incidência dos custos de PROINFA, observando os diversos subgrupos e modalidades tarifárias para a aplicação aos SAEs Autônomos. Considerando aspectos operacionais, a correspondente tarifa será homologada quando surgir acessantes no mercado da distribuidora. Outrossim, faz-se necessário, no momento oportuno, atualizar o PRORET 7.1.

444. Contudo, aos interessados, é possível identificar o valor da tarifa com base nas memórias de cálculo dos processos tarifários^[33]. Na planilha PCAT, aba TA-aplicação, é possível identificar o valor de cada componente tarifária na formação da TUSD homologada. Desta forma, é possível obter o valor da componente Proinfra e realizar sua subtração do valor da TUSD.

III.9 Síntese das contribuições relativas aos serviços ancilares a serem prestados pelos sistemas de armazenamento

445. A proposta submetida à segunda fase da Consulta Pública nº 39/2023 sinalizou a possibilidade de os Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) prestarem serviços ancilares à rede elétrica, conforme diretrizes técnicas estabelecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A iniciativa representa um passo importante no reconhecimento da multifuncionalidade dos SAE, especialmente no suporte à estabilidade e à confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN).

446. Entretanto, diversas contribuições enviadas ao processo de consulta convergiram na avaliação de que os mecanismos atualmente propostos para a remuneração desses serviços não são suficientes para viabilizar economicamente a participação dos agentes, especialmente os novos entrantes. A crítica central está na estrutura de remuneração baseada em preços regulados, muitas vezes atrelada ao custo de prestação do serviço, o que se mostra pouco atrativo frente aos investimentos e riscos envolvidos. Essa abordagem, segundo os agentes, não reflete adequadamente os benefícios sistêmicos proporcionados pelos SAE e limita a adoção de soluções inovadoras.

447. A ABRAGEL, por exemplo, ressaltou a importância de que os critérios de contratação e remuneração dos serviços ancilares levem em consideração não apenas os custos, mas também atributos como confiabilidade, segurança energética e estabilidade do sistema. A associação defende que, especialmente no caso das hidrelétricas, seja assegurada a isonomia na prestação desses serviços, com mecanismos de remuneração justos, transparentes e aderentes às especificidades tecnológicas de cada fonte.

448. De forma complementar, ABIAPRE reconheceu como positiva a permissão para que os SAE prestem serviços ancilares, mas advertiu que, sem a criação de sinais econômicos via mercado, a medida se torna ineficaz do ponto de vista do investidor. A entidade propôs a introdução de preços sinalizadores e mecanismos que permitam a remuneração mais condizente com os serviços prestados, de forma a estimular naturalmente a entrada de novas tecnologias no setor.

449. Já a COGEN, STATKRAFT e SPIC Brasil enfatizaram o potencial transformador da remuneração dos serviços ancilares por meio do empilhamento de receitas, especialmente para as usinas de micro e minigeração distribuída (MMGD). Segundo essas instituições, tal modelo permitiria ganhos sistêmicos relevantes, como o alívio da rede nos momentos de maior carga, melhora dos indicadores de qualidade do fornecimento, e redução de eventos como *curtailment* e *constrained-off*. Os benefícios seriam ainda mais evidentes na medida em que o planejamento da rede pudesse considerar, de forma estruturada, os recursos distribuídos com capacidade de prestar serviços ancilares.

450. A Eletrobras também contribuiu nesse sentido, ao apontar a necessidade de criação de novos serviços de eletricidade que permitam o pleno aproveitamento da capacidade dos SAE, com destaque para controles de tensão, frequência, suporte de reativos e seguimento de carga. Para tanto, defende a estruturação de modelos de remuneração mais robustos e adequados à realidade do setor e às funções críticas desempenhadas pelos sistemas de armazenamento.

451. COC Energia e Engenharia Ltda., por sua vez, trouxe uma contribuição específica sobre a democratização do mercado de serviços ancilares. A empresa argumenta que o atual arranjo tende a favorecer grandes *players* e propõe a criação de um ambiente mais acessível e competitivo, com a implementação de leilões e regras de qualificação simplificadas, que permitam a participação de geradores de médio porte. Também sugere maior transparência nas regras e a criação de uma plataforma digital para consulta e registro de ofertas, com informações claras sobre remuneração e critérios técnicos.

452. Por fim, a mesma empresa destacou a relevância de mecanismos de valorização específicos para os serviços ancilares prestados por SAE, uma vez que esses sistemas oferecem capacidades úteis, como controle de frequência e regulação de tensão, que contribuem diretamente para a segurança e a estabilidade do sistema elétrico. Assim, defende-se que a regulamentação preveja modelos de remuneração adequados, baseados na efetividade e relevância desses serviços, como forma de incentivar o uso de tecnologias de armazenamento no setor elétrico brasileiro.

453. Diversos agentes contribuíram com reflexões e propostas complementares àquelas já consolidadas sobre os serviços ancilares no contexto dos SAEs. Essas manifestações reforçam a percepção de que os SAE devem ocupar papel estratégico no suporte à rede elétrica, tanto em nível de transmissão quanto de distribuição, especialmente em função da crescente inserção de fontes renováveis e da complexidade crescente da operação do sistema.

454. A INEL destacou que os SAEs, em particular os sistemas por baterias, têm se consolidado como uma alternativa moderna e eficaz para substituir tecnologias convencionais, como os compensadores síncronos. Os benefícios desses sistemas incluem o fornecimento de inércia virtual, essencial para a estabilização da frequência, bem como funcionalidades de controle de tensão e regulação de frequência, que ampliam a flexibilidade e a confiabilidade operativa do sistema elétrico.

455. De maneira alinhada, a MATRIX Energia sugeriu a revisão da Resolução Normativa nº 1.030/2022 para contemplar uma gama mais ampla de serviços ancilares que os SAE são capazes de prestar. Foram citados, como exemplos adicionais, a provisão de inércia sintética, funcionalidades de *grid forming*, suporte a operações em *microgrids* e serviços voltados à qualidade da energia no âmbito da distribuição.

456. O ONS, por sua vez, reconheceu os avanços proporcionados pelo Artigo 33-A da mesma resolução, que possibilita a contratação experimental de serviços ancilares por meio de produtos alternativos e novos agentes. A entidade propôs a ampliação do escopo regulatório do referido artigo, de modo a permitir a testagem e implementação de novos modelos de prestação, apuração e remuneração dos serviços ancilares. Essa flexibilização permitiria maior diversidade de agentes participantes e contribuiria para o aprimoramento da eficiência operativa e da segurança energética.

457. A contribuição da ENERGY DOME LATAM SPA reforçou a importância de que, com o aumento da penetração de fontes renováveis, haja uma quantificação clara e atualizada da necessidade de serviços ancilares no sistema elétrico. A empresa sugeriu que tais estudos passem a ser realizados de forma periódica, com identificação dos tipos e volumes de serviços necessários ao SIN, criando base técnica para o planejamento da oferta e da contratação de tais serviços no futuro.

458. A ENEL trouxe uma contribuição relevante ao destacar que a viabilidade econômica dos SAEs depende da combinação de diferentes fontes de receita, especialmente a possibilidade de empilhamento envolvendo três frentes principais: (i) arbitragem de energia (*time shifting*), (ii) prestação de serviços ancilares e (iii) participação em esquemas de pagamento por capacidade. Segundo a empresa, essa integração entre mercado regulado e mercado livre/merchant é crucial para tornar os projetos de armazenamento financeiramente sustentáveis, à semelhança de experiências internacionais bem-sucedidas.

459. No mesmo sentido, a ABGD argumentou que a adoção de SAE em conjunto com a micro e minigeração distribuída (MMGD), com possibilidade de prestação de serviços ancilares e empilhamento de receitas, pode contribuir de maneira significativa para a otimização da matriz já instalada, reduzindo perdas, mitigando riscos de *curtailment*, e evitando o uso de recursos mais caros e menos sustentáveis, como termelétricas a óleo. Isso, por consequência, impactaria positivamente o custo médio da energia para o consumidor brasileiro.

460. A Neoenergia, por sua vez, argumenta que os aprimoramentos que eventualmente vierem a ser feitos não devem impactar a proposta aventada pelo MME no âmbito da CP MME 176/2024, que indicou que a energia utilizada no carregamento dos sistemas de armazenamento e a energia injetada no SIN seriam liquidadas no MCP e a diferença seria destinada ou custeada pela CONCAP. Dessa forma, para fins das regras do leilão de capacidade de potência, a proposta foi que a injeção e a absorção de energia não comporiam recurso e requisito do agente, respectivamente.

461. As contribuições da IEE-USP e do TCE-UFF também trouxeram um ponto estratégico, ao sugerirem a utilização de uma estrutura específica para permitir que os SAE possam prover serviços de Reserva de Potência Operativa (RPO), atualmente restritos às termelétricas. Além disso, defenderam que, se os SAE forem considerados como geradores, deve-se evitar a imposição de obrigações não remuneradas — como o fornecimento gratuito de controle primário de frequência — a menos que existam metodologias atrativas de remuneração para funções como a inércia sintética.

462. O Grupo Energisa destacou que, atualmente, apenas acessantes do SIN são elegíveis à remuneração pela prestação de serviços ancilares, o que restringe a atuação dos SAE em ambientes de distribuição. Diante disso, sugeriu que a ANEEL avalie a viabilidade de estender essa possibilidade aos acessantes da rede de distribuição, bem como autorizar que distribuidoras possam instalar SAE ou equipamentos correlatos para prestação direta desses serviços.

III.9.1 Análise das contribuições relativas aos serviços ancilares a serem prestados pelos sistemas de armazenamento

463. De maneira geral, as áreas técnicas manifestam concordância com as contribuições recebidas na CP n. 39/2023 acerca da prestação de serviços ancilares. Tanto que, conforme apresentado no item III.2 – *Roadmap regulatório*, constam itens como a regulação dos sistemas de armazenamento como ativo de distribuição e transmissão, tratamento regulatório do SAE junto à MMGD e, ainda, a participação ativa de consumidores que tenham sistema de armazenamento colocalizado, que coincidem com sugestões apresentadas pelos agentes do setor.

464. Um exemplo dessa convergência entre a atuação da ANEEL e as sugestões recebidas foi a edição da Resolução Normativa ANEEL nº 1.062, de 25 de abril de 2023, que revisou a REN nº 1.030 com foco nos serviços ancilares. Entre as principais preocupações da revisão, destacou-se a necessidade de ampliar a prestação do serviço de suporte de reativos, anteriormente restrita às usinas hidrelétricas com compensador síncrono, para que pudesse ser realizada por qualquer tecnologia de geração, promovendo maior flexibilidade e eficiência no Sistema Interligado Nacional.

465. Essa medida teve como objetivo promover a neutralidade tecnológica, permitindo que o serviço ancilar de suporte de reativos possa ser prestado por qualquer fonte de geração, desde que haja viabilidade operacional e sejam atendidos os requisitos técnicos definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A Consulta Pública nº 2/2024 aborda justamente a operacionalização da prestação desse serviço, detalhando as condições e critérios para sua implementação. Ressalte-se que outros dois serviços ancilares (controle de frequência e autorestabelecimento) também serão avaliados no escopo de ambientes controlados de experimentação regulatória (*sandboxes* regulatórios).

466. Neste mesmo sentido, a proposta feita na CP n. 39/2023 foi de estender a possibilidade de prestação de serviços ancilares pelos sistemas de armazenamento, de acordo com as definições do Operador do Sistema. O ONS, inclusive, em sua contribuição sobre o tema destacou a importância da introdução do mecanismo de inovação trazido pelo Artigo 33-A da REN n. 1.030, de modo que os sistemas de armazenamento possam atuar no desenvolvimento de produtos alternativos para a prestação de serviços ancilares em ambiente regulatório experimental. Segundo a manifestação, essa medida representaria um avanço ao viabilizar testes com novos agentes e diferentes arranjos de prestação, contratação, apuração e remuneração dos serviços.

467. Ainda de acordo com o Operador, considerando o caráter inovador dessas iniciativas, seria natural que as diretrizes aplicáveis, em um primeiro momento, fossem estabelecidas por documentos provisórios — como as Rotinas Operacionais do ONS e os Procedimentos de Comercialização da CCEE —, tendo em vista que os Procedimentos de Rede atualmente vigentes poderiam não abranger plenamente os regimentos necessários.

468. Sob a ótica regulatória, a emissão de documentos provisórios pelo Operador é pertinente desde que ocorra no ambiente de *sandbox* regulatório, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022. Entretanto, o texto proposto pelo ONS indica a possibilidade de emissão de documentos provisórios fora do escopo do *sandbox*, o que não se mostra adequado do ponto de vista regulatório.

469. Além disso, deve-se destacar que a aplicação de uma remuneração diferenciada para a prestação de serviços ancilares por SAE autônomo ou colocalizado poderá ocorrer, inicialmente, somente no ambiente de *sandbox*, com vigência limitada ao seu período de duração.

470. Assim, as contribuições feitas pelo Operador neste tema foram parcialmente aceitas e serão incluídas na proposta final de texto normativo, conforme se apresenta abaixo.

Art. 33-B Os serviços ancilares de que trata esta resolução poderão ser exercidos por Sistemas de Armazenamento Autônomo ou por Centrais Geradoras com Sistema de Armazenamento Colocalizado, conforme requisitos estabelecidos nos Procedimentos de Rede, nas Regras e Procedimentos de Comercialização.

471. No entanto, conforme salientado acima, entende-se que a revisão profunda das regras e do funcionamento dos serviços ancilares atualmente prestados, incluindo o despacho por RPO mencionado na contribuição da IEE-USP e do TCE-UFF, assim como o desenvolvimento de novos serviços (como sugerido em algumas contribuições) extrapolam o escopo da consulta pública em discussão.

472. Assim, é importante destacar que o tratamento regulatório aplicável aos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) deve evoluir de maneira articulada com outras iniciativas normativas, com atenção à regulamentação da comercialização da energia armazenada e a integração com os mercados de capacidade e de serviços ancilares.

473. Como já afirmado em outras ocasiões, avanços isolados em qualquer uma dessas frentes, sem a devida harmonização entre elas, podem resultar em assimetrias regulatórias e insegurança jurídica, comprometendo o desenvolvimento sustentável e eficiente do setor elétrico.

III.10 Síntese das contribuições relativas ao programa de Resposta da Demanda

474. A Resposta da Demanda (RD) representa um mecanismo por meio do qual os consumidores de energia elétrica ajustam voluntariamente seu perfil de consumo em resposta a sinais econômicos, operacionais ou regulatórios, contribuindo para o equilíbrio do Sistema Interligado Nacional (SIN). Esse conceito tem ganhado relevância crescente no Brasil, especialmente diante do avanço das fontes intermitentes de geração e da necessidade de novas formas de flexibilização do sistema.

475. A Resolução Normativa nº 1.030/2022, da ANEEL, institui o marco regulatório específico para o tema, estabelecendo as condições para participação de consumidores, agregadores e agentes do setor em programas de RD. A norma também viabiliza ambientes experimentais e controlados, os *sandboxes* regulatórios, para o desenvolvimento e avaliação de modelos de Resposta da Demanda sob supervisão do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Tais iniciativas têm permitido a validação de arranjos inovadores, a exemplo da coordenação de cargas industriais.

476. Nesse cenário, a presente Consulta Pública trouxe contribuições que reforçam a importância de integrar os SAE aos mecanismos de RD, tanto como recurso individual quanto como parte de estratégias de agregação de carga e oferta de flexibilidade ao sistema.

477. Neste sentido, a COC Energia e Engenharia Ltda. manifestou apoio à utilização dos sistemas de armazenamento por baterias (BESS) como instrumento para ampliação da flexibilidade operativa do sistema elétrico, sobretudo em horários de ponta. Para tanto, propôs a criação de incentivos específicos, tais como: a dedução de até 20% nos encargos setoriais para agentes que utilizem BESS para reduzir pelo menos 10% da demanda contratada durante os horários de ponta; e o incentivo financeiro de 10% do custo total de instalação do sistema a ser concedido aos projetos que utilizem tecnologias de armazenamento, por um período de cinco anos. Esses incentivos não podem ser considerados por extrapolarem a competência da ANEEL.

478. A COC argumenta que essas medidas teriam como objetivo estimular o uso dos SAE como instrumento de resposta à demanda, reduzindo custos sistêmicos e viabilizando a adoção em larga escala dessas tecnologias por consumidores e agentes de mercado.

479. A INEL reforçou a importância de permitir que SAE autônomos ou colocalizados em unidades consumidoras possam ofertar serviços de resposta à demanda, com critérios mínimos como duração de uma hora e volumes a partir de 1 MW. Essa proposta visa ampliar a participação de diferentes perfis de agentes, inclusive consumidores, no fornecimento de flexibilidade ao sistema.

480. A ABSOLAR, por sua vez, propôs a inclusão formal dos SAE como participantes do programa de Resposta da Demanda, conforme estabelecido na REN nº 1.030/2022. A associação defende que os SAE, autônomos ou colocalizados, devem ser habilitados como agregadores de carga, dada sua capacidade de absorver energia nos momentos de menor demanda e injetá-la nos momentos de maior necessidade do SIN.

481. Com base nesse entendimento, a ABSOLAR sugeriu a seguinte redação para inclusão na norma:

Art. 4º Poderão ser habilitados a participar do programa de Resposta da Demanda:

I - SAE autônomos e colocalizados, conforme definidos na REN nº 1.000/2021, consumidores livres, parcialmente livres e aqueles com contratos conforme a Lei nº 13.182/2015, conectados à rede de supervisão do ONS ou fora dela, desde que disponibilizem ao ONS os dados de monitoramento do despacho;

II - Agregadores, nas categorias de consumidores, comercializadores e geradores da CCEE, responsáveis por centralizar cargas de consumidores e de SAE autônomos ou colocalizados.

482. A proposta, segundo a Associação, visa promover a inserção ativa dos SAE no programa de Resposta da Demanda, com suporte tecnológico e regulatório adequado à sua atuação.

483. A ABRACE, alinhada às propostas anteriores, defendeu o fortalecimento do modelo de negócios baseado na Resposta da Demanda com participação de SAE, reconhecendo que as baterias podem operar não apenas como armazenadoras de energia, mas como ativos estratégicos para deslocamento de consumo, aumento da qualidade da energia e redução de custos operacionais e de expansão do sistema.

484. A entidade sugeriu que a regulamentação avance no reconhecimento das múltiplas aplicações dos SAE, além de sua atuação tradicional na arbitragem energética ou como suporte à geração. Nesse sentido, projetos como os desenvolvidos pela empresa Vale foram citados como exemplos concretos da viabilidade econômica e técnica do uso de SAE para melhoria da qualidade de energia, gestão da demanda e eficiência operativa.

485. Por fim, a ABRACE reforça que o amadurecimento da regulamentação sobre Resposta da Demanda — com participação efetiva dos SAE — é essencial para a construção de um marco normativo robusto, que reflita o novo papel dos consumidores e reduza os custos setoriais, ao mesmo tempo em que favorece a transição energética e a digitalização do setor elétrico brasileiro.

III.10.1 Análise das contribuições relativas ao programa de resposta da demanda

486. As manifestações recebidas na Consulta Pública nº 039/2023 relativas ao Programa de Resposta da Demanda, instituído pela Resolução Normativa nº 1.030/2022, reforçam o papel estratégico dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAEs) como instrumentos de flexibilidade, eficiência e apoio à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). De forma geral, as contribuições apresentadas por COC Energia, ABSOLAR, ABRACE e outros agentes convergem quanto à conveniência de se ampliar o escopo do programa para reconhecer formalmente a atuação dos SAEs como participantes ativos da RD.

487. Entende-se, na condição de sistemas de armazenamento instalados *behind the meter*, que não há obrigatoriamente a necessidade de revisão da REN nº 1.030/2022 para inclusão expressa dos SAEs como participantes do Programa de Resposta da Demanda. Isso porque a estrutura normativa atual já permite a participação de consumidores que façam uso de recursos tecnológicos capazes de promover o deslocamento de carga.

488. Todavia, entende-se que é possível explicitar na regulação vigente do Programa de Resposta da Demanda (RD) a possibilidade de participação de SAE colocalizados, desde que estejam fisicamente vinculados à unidade consumidora participante, tendo em vista que a Resposta da Demanda, conceitualmente, associada à redução do consumo por parte do consumidor. Assim, propõe-se a seguinte redação para a REN 1.030/2022:

Art. 4º (...)

§ 3º Os consumidores de que trata o inciso I do art. 4º que possuem SAE colocalizados conforme regulação podem participar do programa de Resposta da Demanda.

489. Cabe destacar que ajustes operacionais devem ser realizados nos Procedimentos de Rede (ONS) e nas Regras e Procedimentos de Comercialização (CCEE), que são os instrumentos adequados para detalhar a contabilização, o monitoramento e a medição associada à atuação dos SAEs na lógica de RD, os quais devem, então, necessariamente serem revistos.

490. Um ponto central para esses ajustes diz respeito ao impacto das atividades de carga e descarga dos SAEs na definição da linha de base de consumo, parâmetro fundamental para a apuração da efetiva entrega do produto de Resposta da Demanda. A sistemática prevista atualmente, embora permita deslocamento de consumo (inclusive aumento) no período anterior à entrega (REN nº 1.030/2022, art. 5º, §1º), exige que o ONS avalie, nos casos com inserção de SAE, se será necessário definir grades horárias específicas para a recarga das baterias, a fim de evitar distorções na aferição da redução de consumo. Esta é uma questão relevante já apontada inclusive pelo próprio Operador na Nota Técnica NT-ONS-DTA 0091.2021, que trata das necessidades da operação que podem ser supridas por Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE).

491. A extensão da participação para além do consumidor — como no caso de sistemas de armazenamento autônomos — caracteriza-se como uma prestação de serviço distinta daquela prevista no escopo do programa de RD. A inclusão de SAE autônomos poderia configurar desarranjo conceitual, sem que haja aderência ao princípio do Programa de Resposta da Demanda: a modulação do consumo por atuação direta do consumidor.

492. Dessa forma, recomenda-se que a norma delimite de forma clara que apenas sistemas de armazenamento colocalizados ao consumidor possam ser considerados elegíveis no âmbito do Programa estrutural de Resposta da Demanda.

493. Dessa forma, a sugestão da ABSOLAR de que os SAEs autônomos e colocalizados possam ser formalmente habilitados como participantes ou agregadores no Programa de RD deve ser acatada parcialmente, desde que o SAE seja implementado na condição de colocalizado ao consumidor, haja vista que se está tratando de um programa de Resposta da Demanda.

494. Todavia, destaca-se a pertinência da avaliação quanto à conveniência e oportunidade de se desenvolver um *sandbox regulatório* específico voltado à participação de SAEs no Programa de Resposta da Demanda, em particular possibilitar que Consumidor participante do Programa de Resposta da Demanda conte com apoio de um SAE autônomo, atuando na figura de agregador.

495. O objetivo dessa proposta de testar a atuação de SAE autônomo como agregador possibilitará a avaliação pelas instituições envolvidas (ONS, CCEE e ANEEL) se o conceitual do Programa de Resposta da Demanda é mantido, bem como avaliar os impactos operacionais, as metodologias de medição, a precificação e a gestão da flexibilidade ofertada por essa tecnologia. Espera-se, com isso, mitigar riscos e maximizar os aprendizados regulatórios, contribuindo para o aperfeiçoamento das diretrizes normativas futuras.

496. Assim, a eventual implementação de sandbox deverá ser precedida de manifestação formal do ONS à ANEEL, indicando o interesse e a relevância da iniciativa para a operação do sistema elétrico. A partir dessa sinalização, caberá à ANEEL atuar na estruturação de um sandbox regulatório específico, com escopo delimitado para testar a atuação de SAE autônomo como agregadores no contexto do Programa de RD.

III.11 Síntese das contribuições relativas à aplicação de sanção ao SAE autônomo e ao pagamento da TFSEE

497. No âmbito da Consulta Pública nº 039/2023, foram recebidas contribuições relevantes acerca da proposta de alteração da Resolução Normativa nº 1.029/2022, especialmente no que se refere à definição da situação operacional dos SAE e à metodologia para o cálculo de penalidades aplicáveis aos sistemas autônomos. As manifestações convergem na necessidade de ajustes que garantam adequação técnica, flexibilidade regulatória e proporcionalidade econômica, considerando as especificidades dos SAE em comparação aos empreendimentos de geração tradicional.

498. Foram recebidas 22 contribuições relacionadas à proposta de definição do fator de capacidade (FC) dos SAE para fins de cálculo das penalidades de multa por descumprimento de obrigações contratuais ou regulatórias.

499. A maior parte dos agentes indicou que o valor base atualmente proposto para energia injetada por SAE é excessivamente elevado e que a metodologia de cálculo deve refletir a realidade operacional dos sistemas de armazenamento, cuja função principal não é a geração contínua de energia, mas a gestão temporal da oferta e da demanda.

500. A Statkraft propôs que o parâmetro FC seja fixado em 0,25, com base em uma operação média estimada de 6 horas diárias de injeção em potência nominal. A empresa explicou que, mesmo assumindo um ciclo de 4 horas de carga e 4 horas de descarga, o fator de capacidade efetivo em termos de injeção na rede seria de aproximadamente 16,67%, valor significativamente inferior ao atualmente considerado na regulamentação. A Engie Brasil sugeriu um FC ainda mais conservador, de 0,16, enquanto a Bright Strategies propôs o valor de 0,40.

501. O Instituto Acende Brasil, por sua vez, argumentou que o valor proposto é tecnicamente desproporcional e muito superior ao observado em outras tecnologias. Como comparação, foram citados os fatores de capacidade de hidrelétricas (55%), eólicas (30%) e solares (25%). Para os SAE, foi proposto um FC da ordem de 9%, com base em um perfil de operação típico voltado ao atendimento da carga nas 3 horas de ponta dos dias úteis (cerca de 780 horas por ano), ou no máximo 21% em cenários de operação ligeiramente mais ampliada.

502. Diante da diversidade de sugestões e da ausência de um consenso técnico consolidado, parte dos contribuintes recomendou que a definição do parâmetro de penalidade seja postergada para uma nova fase da CP 039/2023, com a elaboração prévia de um Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) específico, a fim de subsidiar a escolha de um valor adequado, coerente com a natureza dos SAE e com os princípios da proporcionalidade e da eficiência regulatória.

III.11.1 Análise das contribuições relativas à aplicação de sanção ao SAE autônomo e ao pagamento da TFSEE

503. No âmbito da Consulta Pública nº 039/2023, foram recebidas contribuições que questionam a adequação técnica da proposta inicial de aplicação de penalidade aos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) autônomos com base em um fator de capacidade (FC) de 0,8. As manifestações convergem ao afirmar que esse valor não reflete a natureza operacional desses ativos, cujas características técnicas impõem limites estruturais à sua capacidade de injeção contínua de potência na rede.

504. A análise técnica realizada no âmbito da ANEEL reconhece a razoabilidade dos argumentos apresentados. De fato, ao contrário das usinas convencionais, os SAE não operam sob lógica de geração contínua: a energia que injetam na rede depende da energia previamente absorvida — o que implica, inevitavelmente, a necessidade de ciclos de carga e descarga. Assim, a suposição de que um SAE operaria injetando energia 80% do tempo configura uma distorção que compromete a proporcionalidade da aplicação de sanções no caso de descumprimento contratual ou regulatório.

505. Dentre as propostas recebidas, destaca-se a contribuição da Statkraft, que propõe a adoção de um fator de capacidade de 0,25, fundamentada na premissa de um perfil de operação com seis horas de injeção por dia (2 horas ao amanhecer e 4 horas no final da tarde/início da noite). Esse padrão está alinhado com o comportamento de despacho mais vantajoso para o sistema, especialmente em um cenário com crescente penetração da geração solar fotovoltaica. A proposta da Statkraft também dialoga com simulações apresentadas no Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 132 do GESEL (2025), que traz evidências empíricas do comportamento de operação das baterias em mercados internacionais mais maduros, como o da Califórnia.

506. Diante dessas análises, entende-se como técnica e economicamente mais adequada a substituição da proposta de FC atual de 0,8 por um valor de 0,25, aplicável a todos os sistemas de armazenamento autônomos, independentemente da tecnologia — incluindo, portanto, as usinas reversíveis de ciclo fechado. Tal medida confere maior coerência entre o tratamento regulatório e o papel que os SAE de fato exercem no SIN, além de preservar a proporcionalidade das penalidades eventualmente aplicáveis.

507. Ressalta-se que essa definição não impede que novos aprimoramentos possam ser realizados futuramente, à medida que o mercado evolua e dados mais robustos sejam obtidos com base na operação efetiva dos SAE no Brasil. Eventual revisão desse parâmetro poderá ser precedida de Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR), conforme sugerido por parte dos agentes, caso novas demandas assim justifiquem.

508. Desta forma, a proposta de texto normativo com a finalidade de alteração da REN n. 846/2019, passa a ser o seguinte:

Art. 21

.....

§ 11 No caso de Sistemas de Armazenamento de Energia, a base de cálculo para aplicação de multa será o valor estimado da receita anual, resultante do produto do valor estimado da energia injetada em um ano pelo Valor Anual de Referência – VR vigente quando da lavratura do AI.

I - O valor estimado da energia injetada em um ano será obtido a partir da aplicação da seguinte fórmula:

$$VEE = 8.760 \times P_{Max} \times FC$$

onde:

VEE = valor estimado da energia injetada em um ano, expressa em MWh;

P_{Max} = Potência Máxima de descarga do SAE, expressa em MW; e

FC = fator de capacidade igual a 0,25

509. Já em relação à TFSEE, que se encontra disciplinada nos arts. 11 e 12 da Lei nº 9.427/1996, nos quais é estabelecida sua vinculação aos agentes do setor elétrico, sendo regulada pela ANEEL por meio do Submódulo 5.5 do PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária. Nesse contexto, a definição do cálculo da TFSEE para os SAE Autônomos exige a delimitação clara do cálculo para essa nova categoria de agente, de modo que a escolha de parâmetros reflita com acurácia as características do SAE.

510. Durante a segunda fase da Consulta Pública nº 039/2023, diversas contribuições apontaram a ausência de um Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) específico que fundamente a proposta de alteração do PRORET com vistas à definição da TFSEE para os SAE Autônomos. Esse ponto foi reiterado por agentes como ABSAE, Comerc Energia, Neoenergia, ABEEólica, EDP, Micropower Energia, Recurrent Energy, Casa dos Ventos e ABIAPÉ. Essas entidades argumentam que, diante da natureza inédita e multifacetada dos modelos de negócio envolvendo sistemas de armazenamento, seria imprudente avançar com a fixação de critérios fiscais sem o devido amadurecimento técnico-regulatório.

511. Outro aspecto criticado pelas contribuições refere-se à utilização, na proposta original, de parâmetros considerados arbitrários, como o fator de capacidade de 0,5 e a aplicação do preço médio de compra de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para estimar o Benefício Econômico Típico Unitário (BETU). Segundo os agentes, tais premissas não representam adequadamente a realidade operacional e comercial dos SAE, especialmente em modelos voltados à oferta de potência de reserva de capacidade, cuja contratação está em desenvolvimento pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e cuja estrutura de receita é substancialmente distinta do modelo tradicional de venda de energia.

512. Adicionalmente, ISA Energia Brasil e ABIAPE relataram que a minuta do Submódulo 5.5 do PRORET não foi disponibilizada na página da Consulta Pública, o que inviabilizou contribuições mais precisas e fundamentadas sobre o tema.

513. Considerando as discussões delineadas acima, entende-se como razoável a adoção de premissas alinhadas àquelas já propostas para fins de cálculo de penalidades regulatórias, no que se refere à definição do fator de capacidade (FC) aplicável ao cálculo da TFSEE para os SAEs Autônomos.

514. Desta forma, propõe-se que seja utilizado o valor de FC igual a 0,25, tanto para fins de penalidade quanto para fins de cálculo da TFSEE. Como já justificado na análise acima nesta Nota Técnica, esse valor reflete de forma mais realista o perfil técnico-operacional dos sistemas de armazenamento, que não operam com injeção contínua de energia na rede e requerem períodos específicos para recarga. A escolha desse parâmetro também está em conformidade com estudos técnicos consultados pelas superintendências da ANEEL, também mencionado acima.

515. No que se refere à utilização do preço médio de compra de energia elétrica no ACR como base para a estimativa do Benefício Econômico Típico Unitário (BETU), esclarece-se que tal premissa não constitui inovação regulatória. Essa metodologia é a mesma aplicada atualmente para os Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE) e Autoprodutores, conforme já disciplinado no PRORET. Não se identificam, portanto, motivos técnicos ou jurídicos suficientes para justificar o tratamento diferenciado para os SAE Autônomos nesse aspecto específico.

516. Quanto à alegação de alguns agentes de que não foi possível apresentar contribuições qualificadas por ausência da minuta do Submódulo 5.5 do PRORET, ressalta-se que toda a proposta de alteração, incluindo os parâmetros e metodologias sugeridos, foi descrita de forma clara e completa no corpo da Nota Técnica que acompanhou a Consulta Pública. Assim, não houve prejuízo ao direito de participação e manifestação dos interessados, não sendo justificável o argumento de ausência de acesso à proposta.

517. Importa destacar, por fim, que a adoção da metodologia ora proposta não impede sua revisão futura, no âmbito dos ciclos subsequentes previstos no roadmap regulatório da ANEEL para os Sistemas de Armazenamento de Energia. A própria natureza dinâmica do tema, a evolução dos modelos de negócios e a ampliação da participação dos SAE no setor elétrico nacional justificam a manutenção de um canal permanente de monitoramento, avaliação e eventual aprimoramento das normas aplicáveis.

III.12 Proposta de agenda para desenvolvimento de soluções não-normativas

518. Soluções não-normativas (também denominada *soft regulation* ou *soft law*) são opções de atuação regulatória que buscam resolver problemas regulatórios utilizando mecanismos de incentivo que não envolvem a edição de atos normativos do tipo “comando e controle”. Elas podem ser compostas, por exemplo, por autorregulação, correção, incentivos econômicos e informação e educação [34].

519. O quadro 13 relaciona alguns exemplos de ações não normativas e os elementos que devem ser ponderados em cada caso:

Quadro 13 – Exemplos de ações não normativas

Atuação	Exemplos	Elementos a serem ponderados
Ações não normativas (soft law / soft regulation)	• Autorregulação (espontânea, regulada ou induzida); • Padrões técnicos; • Recomendações; • Regulação experimental (<i>sunset clauses</i> ou <i>sandbox</i> regulatório).	• Regulação baseada em princípios e/ou regras não mandatórias; • Flexibilidade para adaptação; • Não recomendável para situações envolvendo riscos relacionados à saúde ou segurança.
Educação e informação	I. Campanhas publicitárias; II. Treinamentos; III. Guias e diretrizes; IV. Sistemas de rating; V. Requerimentos de revelação de informações; VI. Etiquetagem (labelling).	São instrumentos que se apoiam na divulgação de informações e de educação, seja para corrigir a assimetria de informação entre os agentes, seja para melhorar seu conhecimento sobre algum fator relacionado ao problema.
Instrumentos econômicos	VII. Impostos; VIII. Tarifas; IX. Multas; X. Penalidades; XI. Medidas de compensação; XII. Subsídios e incentivos.	São instrumentos que buscam alterar o comportamento dos agentes por meio de incentivos econômicos. Em geral, por meio da alteração de preços ou custos relativos de produtos, insumos, tecnologias, serviços.

Fonte: adaptado do Manual de Boas Práticas Regulatórias da ANP. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/arq/manual-boas-praticas-regulatorias.pdf>.

520. As alternativas de soluções não-normativas selecionadas na primeira fase da AIR, e que se mantiveram ao longo das duas fases de participação pública, são:



521. Inicialmente, destaca-se que não foram recebidas contribuições referentes às soluções não-normativas propostas nesta segunda fase da CP n. 39/2023.

522. Posto isso, de forma geral, as soluções não-normativas propostas na AIR englobam ações de informação e educação. Divulgação de dados de regulação e do SEB, aproximação de equipes técnicas de referência, ampliação de conhecimento sobre SAE e agendas combinadas entre instituições são todas soluções dessa natureza.

523. A solução não-normativa 2 (SNN2), especificamente, trata do incentivo a projetos de pesquisa e *sandboxes* regulatórios. Nesse contexto, a ANEEL regulamentou, por meio da Resolução Normativa n. 1.074/2023, o Plano Quinquenal de Inovação – PEQuI, que faz parte do Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação – PROPDI e está vigente desde 2023. Dentre os temas estratégicos (TE) propostos no PEQuI^[35], destaca-se o TE6 – Armazenamento de Energia^[36].

524. Assim, no contexto do PROPDI, já é possível, e até mesmo incentivado, o desenvolvimento de projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PDI) sobre o tema “Armazenamento de Energia” empregando os recursos oriundos da obrigação de investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação publicamente orientados por meio da Lei nº 9.991/2000. Além disso, ainda no âmbito do PROPDI, também é admitido o emprego de *sandboxes* regulatórios como instrumentos de inovação.

525. Atualmente, temos em execução 87 projetos no âmbito do PROPDI relacionados ao tema armazenamento de energia.

526. Também está no rol de possibilidades da SNN2 e, nesse caso, fora do âmbito do PROPDI, a adoção de outros instrumentos de inovação, a exemplo de projetos-piloto, que também envolvem o afastamento de normativos para o teste de determinado modelo de negócio, técnica e/ou tecnologia.

527. Frisa-se que a avaliação de *sandboxes* regulatórios está prevista no segundo ciclo do *roadmap*.

528. Todas essas soluções podem ser consideradas ao longo do tratamento dos temas a serem trabalhados no segundo ciclo desta regulamentação.

529. No contexto das soluções não-normativas 3, 4 e 5, destaca-se que a ANEEL tem trabalhado na construção de cooperações técnicas com diversas instituições internacionais, como a *Danish Energy Agency (DEA)*, da Dinamarca, e com a *Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM)*, do Reino Unido.

530. A Agência também tem participado de grupos de trabalho e de *knowledge hubs*, como o GT Transição Energética, da RELOP, e o *Regulatory Energy Transition Accelerator* - RETA.

531. Sobre o RETA, especificamente, o grupo está revisando sua governança e a ANEEL tem participado ativamente dessa construção. A ideia é que a partir da definição dos novos formatos de colaboração, a Agência matricule a discussão sobre este processo de regulamentação na agenda da iniciativa, visando receber contribuições dos reguladores participantes do RETA.

532. Há, ainda, cooperações da ANEEL com instituições nacionais que também possibilitam a adoção das soluções não-normativas 3, 4 e 5, a exemplo do Acordo de Cooperação vigente com a EPE. No âmbito dessa cooperação, é possível o intercâmbio entre servidores da Agência e funcionários da Empresa, potencializando a troca de conhecimentos entre instituições.

533. Posto isso, entende-se que, no segundo ciclo do *Roadmap*, os temas ainda em discussão que necessitem de maior amadurecimento podem ser levados para esses espaços de troca de conhecimentos.

534. Como exemplo de temas a serem trabalhados nesses espaços, temos:

- SAE como ativos integrantes das redes de distribuição e transmissão;
- Remuneração pela prestação de serviços ancilares por usinas de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD);
- Ciclos aberto e semiabertos de Usinas Reversíveis e modelos de negócio além do ciclo fechado;
- Admissão do empilhamento de receitas de serviços em paralelo, como reserva de potência e entrega de energia, e em sequência, como entrega de energia e serviços ancilares;
- Redução de contratos a partir da instalação de sistemas de armazenamento;
- Avaliação dos impactos do armazenamento distribuído, mesmo que *behind-the-meter*;
- Licenciamento ambiental de SAE.

535. Além disso, outros pontos surgiram nesse primeiro ciclo do *Roadmap* que serão mais bem tratadas no âmbito das soluções não-normativas: a divulgação de informações sobre o uso de SAE colocalizado no Programa de Resposta da Demanda e formas de indicação orientativa de necessidade de instalação de SAE na rede – uma atividade que deverá ser feita em agenda conjunta com o ONS.

536. Ao longo deste primeiro ciclo do *Roadmap*, foram organizados eventos que visaram a ampliação e a troca de conhecimentos sobre o tema, como já listados na seção **Dos Fatos**. Além desses, em 2025 foram realizados o “Seminário Técnico: Experiência Internacional sobre *BESS & Grid Forming*”^[37], os workshops no âmbito da RELOP “Sistemas de Armazenamento de Energia: qual a Melhor Solução para o Armazenamento das vRES”, em maio, que discutiu sobre sistemas de armazenamento de energia de forma ampla, e “Regulação das centrais hídricas: o papel na integração das vRES e os desafios à construção de novas centrais”, em junho, que abordou as usinas reversíveis de forma mais específica.

537. Ações como essas fazem parte do rol de possibilidades das soluções não-normativas e vão continuar a ser promovidas ao longo dos demais ciclos.

538. Assim, entende-se que os instrumentos e as colaborações existentes, além de outros que possam ser desenvolvidos pela ANEEL futuramente, já podem e devem ser empregadas como alternativas de soluções não-normativas. Eles possibilitariam a diminuição da assimetria de informação entre os atores envolvidos neste processo de regulamentação e a ampliação de conhecimento sobre temas que ainda demandam aprofundamento.

539. Em resumo, a adoção das soluções não-normativas, a definição das possíveis ações identificadas nelas, bem como a implementação dessas ações deve fazer parte dos trabalhos a serem desenvolvidos no segundo ciclo regulatório. Para isso, no início das atividades do segundo ciclo do *Roadmap*, será proposta uma agenda de trabalho específica para continuar a trabalhar a aplicação das alternativas identificadas nas soluções não-normativas.

IV.DO FUNDAMENTO LEGAL

540. A análise aqui apresentada fundamenta-se nestes atos legais e normativos:

- a. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

- b. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- c. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998;
- d. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002;
- e. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022;
- f. Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998;
- g. Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004;
- h. Decreto nº 5.597, de 28 de novembro de 2005;
- i. Resolução Normativa nº 846, 11 de junho de 2019;
- j. Resolução Normativa nº 954, 30 de novembro de 2021;
- k. Resolução Normativa nº 957, 7 de dezembro de 2021;
- l. Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021;
- m. Resolução Normativa nº 1.009, de 22 de março de 2022;
- n. Resolução Normativa nº 1.029, de 25 de julho de 2022;
- o. Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022;
- p. Resolução Normativa nº 1.031, de 26 de julho de 2022; e
- q. Resolução Normativa nº 1.071, de 29 de agosto de 2023.

V. DA CONCLUSÃO

541. Da análise efetuada, conclui-se pelo aprimoramento nas normas vigentes para representar um marco inicial no enfrentamento dos desafios regulatórios relacionados à inserção dos Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE) no setor elétrico brasileiro. Trata-se de um tema complexo e transversal, que demandou a articulação de esforços diretos de cinco superintendências da ANEEL, evidenciando a abrangência e a profundidade das análises realizadas.

542. Conforme já antecipado ao longo da Nota Técnica, não havia viabilidade de endereçar, em um único ciclo regulatório, todas as questões associadas à regulação dos sistemas de armazenamento. Por essa razão, foi estabelecido um *roadmap* regulatório estruturado em três ciclos, sendo esta a primeira etapa. Ainda assim, os avanços alcançados nesta fase são significativos e abrangem aspectos centrais para a efetiva participação dos SAE no Setor Elétrico Brasileiro.

543. Entre os principais resultados desta proposta regulatória, destacam-se:

- Definição conceitual dos Sistemas de Armazenamento de Energia e das modalidades de operação possíveis, com o objetivo de uniformizar o entendimento técnico-regulatório e facilitar a aplicação das normas propostas.
- Tratamento do SAE como usuário da rede elétrica, estabelecendo critérios claros para seu acesso, com definição das regras necessárias para a celebração dos Contratos de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição (CUST/CUSD).
- Flexibilização da contratação do Montante de Uso dos Sistemas (MUST/MUSD) no caso de centrais geradoras que optem pela instalação de SAE colocalizados, incentivando uma melhor utilização da infraestrutura existente e ampliando da eficiência.
- Definição da tarifa de uso aplicável ao SAE, em sintonia com o atual arcabouço normativo, assegurando a sinalização e alocação dos custos de rede para o fluxo bidirecional de potência.
- Enquadramento jurídico do SAE Autônomo como Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE), garantindo sua adequada inserção no marco legal e regulatório vigente.
- Previsão da colocalização de SAE com centrais geradoras e unidades consumidoras, tanto em redes de transmissão quanto de distribuição, conferindo clareza e segurança jurídica. Foi prevista a possibilidade de instalação do SAE junto a central geradora tanto por meio de colocalização — com uma única outorga abrangendo a Central Geradora e o SAE — quanto por meio de associação, na qual a Central Geradora e o SAE possuem outorgas independentes, preservando sua autonomia jurídica e operacional.
- Ampliação do Programa de Resposta da Demanda, prevendo a participação dos SAE nos mecanismos de deslocamento de carga, com possíveis ajustes futuros em Procedimentos de Rede e de Comercialização, assegurando a correta contabilização da energia e a manutenção da confiabilidade do sistema.
- Avanços expressivos no tratamento das Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), propondo rito próprio para outorgas de unidades em ciclo fechado, e permitindo também sua inserção em empreendimentos existentes por meio de processo de alteração de características técnicas.
- Sinalização regulatória para a prestação de serviços ancilares pelos SAE, com previsão normativa para empilhamento de receitas, ampliando as possibilidades de monetização dos serviços prestados ao sistema pelo SAE.
- Definição das regras de tratamento dos encargos setoriais aplicáveis aos SAE, promovendo segurança jurídica e coerência regulatória.
- Previsão da base de cálculo aplicável à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) e a eventuais penalidades, conferindo maior transparência e previsibilidade ao cumprimento das obrigações regulatórias.
- Estabelecimento de diretrizes sobre a necessidade de contratação de lastro por agentes detentores de SAE, considerando suas diferentes formas de operação e serviços prestados ao sistema.

544. O conjunto de propostas ora apresentadas reflete um importante avanço no processo de modernização do setor elétrico nacional, ao promover a adequada integração dos sistemas de armazenamento, alinhando-se com as diretrizes de descarbonização, digitalização e descentralização da matriz elétrica brasileira, considerando o cenário desafiador de constante necessidade de flexibilidade e potência na operação do setor que se expande, majoritariamente pela implantação de centrais geradoras de fontes não controláveis.

545. Por fim, reitera-se que esta Nota Técnica consolida a primeira etapa do processo regulatório para o armazenamento de energia, mas não encerra a agenda de desenvolvimento do tema. Em razão do diálogo contínuo com agentes setoriais, foi proposta a revisão dos assuntos a serem tratados no segundo ciclo do *roadmap* regulatório sobre armazenamento, refletindo a evolução das discussões e a necessidade de aprofundamento técnico e regulatório. Entre os temas previstos para o próximo ciclo, estão: aprimoramentos nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos e nas Regras de Comercialização; regulamentação das Usinas Hidrelétricas Reversíveis de ciclo semiaberto e aberto, incluindo aspectos de inventário e aproveitamento ótimo; tratamento regulatório do SAE para mitigação de *curtailment* e *constrained-off*; definição do papel do SAE como ativo de Distribuição e de Transmissão; integração do SAE a sistemas de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e consumidores; além da avaliação da pertinência da criação de *Sandboxes Regulatórios* voltados para aplicações específicas de armazenamento de energia. Da mesma forma, aspectos tarifários serão abordados na agenda da modernização tarifária de distribuição e transmissão, conforme *roadmap* do tema.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

546. Recomenda-se o encaminhamento desta Nota Técnica e de seus anexos para a Diretoria da ANEEL para posterior deliberação com vistas a análise da proposta Resolução Normativa de regulamentação sobre o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis.

(Assinado digitalmente)

PAULO CÉSAR MONTENEGRO DE ÁVILA E SILVA
Especialista em Regulação - SGM

(Assinado digitalmente)

ALEXANDRE DE SOUSA CARVALHO GOUVEIA
Técnico Administrativo - SGM

(Assinado digitalmente)

DANIEL VIEIRA
Especialista em Regulação - STD

MARCUS VINICIUS DE LELES FRAZÃO
Especialista em Regulação - STD

(Assinado digitalmente)

FERNANDO MARINHO DE MAGALHÃES JÚNIOR
Especialista em Regulação - STD

(Assinado digitalmente)

CYNTHIA MENDONÇA MOREIRA
Coordenadora Adjunto de Outorgas e Gestão
do Potencial Hidráulico - SCE

(Assinado digitalmente)

GERALDO FARIA DE SOUZA NETO
Coordenador de autorizações de
empreendimentos de geração e
comercializadores de energia - SCE

(Assinado digitalmente)

RENATO DE OLIVEIRA FALCÃO
Coordenador de Outorgas e Gestão do Potencial
Hidráulico - SCE

(Assinado digitalmente)

ROBERTO PEREIRA ALVES
Coordenador de Gestão de Encargos e
Obrigações Setoriais - SCE

(Assinado digitalmente)

TITO ANGELO LOBÃO CRUZ
Coordenador Adjunto de autorizações de
empreendimentos de geração e
comercializadores de energia - SCE

(Assinado digitalmente)

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

(Assinado digitalmente)

RAFAEL CABRAIA TRAJANO
Coordenador de Acesso ao Sistema de
Transmissão - STD

(Assinado digitalmente)

ANDRÉ MEISTER
Gerente de Outorgas de Transmissão e
Distribuição de Energia Elétrica - SCE

(Assinado digitalmente)

RENATO ABDALLA AFONSO
Gerente de Regulação do Serviço de
Transmissão - STD

(Assinado digitalmente)

LEONARDO MENDONÇA OLIVEIRA DE QUEIROZ
Superintendente Adjunto - STD

(Assinado digitalmente)

ANA CLÁUDIA CIRINO DOS SANTOS
Superintendente Adjunto - SFT

(Assinado digitalmente)

AILSON DE SOUZA BARBOSA
Especialista em Regulação - STD

(Assinado digitalmente)

CARLOS MARCEL FERREIRA DA SILVA
Coordenador Adjunto de Redes de Distribuição
e Serviços Comerciais - STD

(Assinado digitalmente)

GABRIEL COSTA DA SILVA
Especialista em Regulação - SCE

(Assinado digitalmente)

MARCELO MACIEL TINANO
Analista Administrativo - SCE

(Assinado digitalmente)

MARCO ALESSANDRO PANDO
Analista Administrativo - SCE

(Assinado digitalmente)

ANDREA LAUREANA VICENTE PARCA
Analista Administrativo - SCE

(Assinado digitalmente)

HENRIQUE PAIVA DE PAULA
Coordenador Adjunto de Transição Energética -
STE

(Assinado digitalmente)

ALVARO FAGUNDES MOREIRA
Gerente de Outorgas de Geração de Energia
Elétrica Substituto - SCE

(Assinado digitalmente)

PEDRO MELLO LOMBARDI
Gerente de Regulação do Serviço de
Distribuição - STD

(Assinado digitalmente)

ROBSON KUHN YATSU
Gerente de Gestão Tarifária - STR

(Assinado digitalmente)

MARIANA SAMPAIO GONTIJO VAZ
Gerente de Regulação dos Serviços de
Geração - SGM

(Assinado digitalmente)

DENIS PEREZ JANNUZZI
Superintendente Adjunto - STR

(Assinado digitalmente)

FELIPE ALVES CALABRIA
Superintendente Adjunto - SGM

De acordo:

05/08/2025, 08:38

SEI/ANEEL - 0164500 - Nota Técnica Conjunta

(Assinado digitalmente)

ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO

Superintende de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica - SGM

(Assinado digitalmente)

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR

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

(Assinado digitalmente)

GIÁCOMO FRANCISCO BASSI ALMEIDA

Superintendente de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica - SFT

(Assinado digitalmente)

LEANDRO CAIXETA MOREIRA

Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR

(Assinado digitalmente)

LUDIMILA LIMA DA SILVA

Superintendente de Concessões, Permissões e Autorizações dos Serviços de Energia Elétrica - SCE

(Assinado digitalmente)

PAULO LUCIANO DE CARVALHO

Secretário de Inovação e Transição Energética – STE

[1] Número de Protocolo (NUP) nº 48550.000945/2022-00

[2] Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/instrumentos-regulatorios/agenda-regulatoria>

[3] Número Único de Protocolo (NUP) nº 48550.000945/2022-00

[4] Voto – NUP nº 48512.008061/2023-00; Extrato da Decisão – NUP nº 48512.008061/2023-00.

[5] NUP nº 48542.004796/2023-00

[6] Além das reuniões internas, em 2024 a ANEEL promoveu e participou de eventos diversos como, por exemplo, os Workshops trimestrais de apresentação dos Resultados do projeto de P&D D intitulado “Análise Técnico-Econômica da Inserção de Sistemas de Armazenamento por Baterias na Rede Básica” (PD-11138-0001/2023), iniciado em 13/03/2024, reunião com a empresa WEG sobre “Roadmap Regulatório da CP 39/2023”, ocorrida em 21/03/2024, Webinar sobre o tema promovido pela COGEN/Única em 04/06/2024, seminário “Sistemas de Armazenamento de Energia – Encerramento da Chamada Estratégica nº 21/2016, ocorrido em 27/06/2024, reuniões adicionais com o ONS (em 26/07/2024) e com a EPE (29/08/2024) para detalhamento das contribuições, inauguração de planta piloto de projeto de PDI sobre Armazenamento de Energia na SE Messias da Chesf em Alagoas (em 08/08/2024), Workshop da RELOP denominado “Sistemas de Armazenamento de Energia para a Transição Energética”, ocorrido em 22/08/2024, reunião com a Associação Brasileira de Soluções de Armazenamento de Energia - ABSAE, ocorrida em 09/10/2024, reunião com o Gesel sobre uma proposta de “Sandbox regulatório para SAE no sistema de transmissão”, ocorrida em 29/10/2024, além de Oficinas sobre os temas “Sistema BESS para aplicação no mercado brasileiro” (em 08/02/2024) e “Pumped Storage e modernizações com repotenciação para atender às demandas mais urgentes (reserva de capacidade)” (em 17/10/2024), entre outras ações.

[7] NUP: 48500.904885/2020-65

[8] Documento SEI n. 0069651

[9] <https://www2.nrel.gov/grid/news/features/2022/aging-gracefully-how-nrel-is-extending-the-lifetime-of-solar-modules>
Matilda Kreider, Lucas Eshuis,Chloe Constant, and Derek Berry May 2024, “Winding Down: End of Service and Recycling for Wind Energy” <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/89658.pdf>

[10] O inciso IX do art. 2º da REN nº 1.029/2021 define a potência líquida de uma central geradora como a potência elétrica ativa (kW) máxima disponibilizada pela central geradora, definida em termos líquidos no seu ponto de conexão, ou seja, descontando da potência bruta gerada o consumo em serviços auxiliares e as perdas no sistema de conexão da central geradora e comprovada mediante dados de geração ou ensaio de desempenho;

[11] GRIDLAB. **Surplus Interconnection**. Disponível em: <<https://gridlab.org/>>. Acesso em: 27 maio. 2025.

[12] <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-solar.aspx> - Acesso em 18/07/2025.

[13] Análise preliminar realizada pela ANEEL trouxe importantes subsídios sobre os investimentos em geração solar fotovoltaica e armazenamento de energia (SAE), com base em dados do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2034. Foram simulados dois cenários de usinas fotovoltaicas (UFVs), de 5 MW e 100 MW, considerando que 50% da energia gerada diariamente seria armazenada. Os custos unitários variaram entre R\$ 3.000,00/kW a R\$ 5.000,00/kW para geração e entre R\$ 500,00/kWh a R\$ 4.000,00/kWh para armazenamento com baterias de íon-lítio, refletindo a volatilidade dos preços do SAE, à referência de 2024.
Os resultados mostram que, para a planta de 5 MW, o investimento em armazenamento (R\$ 88,8 milhões) é 3,5 vezes maior que o da própria usina solar (R\$ 25 milhões). Já para a planta de 100 MW, mesmo com custo unitário de SAE mínimo, o investimento em armazenamento (R\$ 222 milhões) representa 67% do valor da usina (R\$ 330 milhões).
Isso evidencia que, mesmo com ganhos de escala e queda acentuada nos preços, no curto prazo, o SAE ainda exige um nível de investimento significativamente superior ao da geração solar, tornando sua viabilidade econômica limitada no contexto atual.

[14] Ver GARFIELD, Paul J.; LOVEJOY, Wallace Francis. Public utility economics. 1964. Ver USERA, Ines et al. The regulatory debate about energy storage systems: state of the art and open issues. IEEE Power and Energy Magazine, v. 15, n. 5, p. 42-50, 2017.

[15] A contratação como carga para centrais geradoras se aplica quando o agente tem a necessidade de demandar energia de forma permanente, sem ser eventual. Desta forma, contratam CUST em regime permanente nos dois sentidos, sendo aplicáveis TUST geração e consumo.

[16] Base de Dados de cálculo da TUST aprovada pela REH nº 3.482/2025 (Arquivo CLI).

[17] Disponível na Tomada de Subsídios 11/2024 – roadmap da modernização tarifária

[18] MUNASINGHE, Mohan. Principles of modern electricity pricing. Proceedings of the IEEE, v. 69, n. 3, p. 332-348, 1981.

[19] Página 25, A roadmap for cost-reflective electricity network tariffs in the EU, SmartEn e FTI Consulting, march 2025:

“A key feature of a cost-reflective network tariff is that it should be symmetric, meaning that depending on the sign (+ or -) of the network charge, the network charge implies a cost or an income for withdrawals or injections. The underlying idea is that the injection of one kWh occurring at the same time and location offsets a withdrawal of one kWh and hence should be priced equally. If those two actions were priced differently, distortions would be introduced. For example, during a moment of local network stress, a consumer connected to the relevant part of the network owning a battery should be paid as much to inject one kWh as another consumer connected to the same network is charged to withdraw one kWh. By the battery injecting in the network at that moment, valuable network headroom is created. If injections would be paid less than withdrawals at that moment (and location), the battery would likely not offset local network stress, leading to a sooner than optimal need to upgrade the network.

A direct consequence of a cost-reflective tariff is that it is technology-agnostic, i.e. the network tariff design does not subsidise nor penalise the uptake of specific technologies (e.g. EVs, heat pumps, PV and stationary storage). If the uptake of a specific technology changes consumption during moments of local peak usage, the network charges for that consumer will also proportionally change. If a technology allows for flexibility in its usage, a cost-reflective network tariff will provide the opportunity to limit increases in network charges after the adoption or even reduce network charges."

[20] Ver RAMOS, Ariana; TUOVINEN, Markku; ALA-JUUSELA, Mia. Battery Energy Storage System (BESS) as a service in Finland: Business model and regulatory challenges. Journal of Energy Storage, v. 40, p. 102720, 2021.

[21] Nesse sentido ver Ramos e Ala-Juusela (2021) e Usera et. al. (2017). HOFMANN, Matthias et al. Grid tariff design and peak demand shaving: A comparative tariff analysis with simulated demand response. Energy Policy, v. 198, p. 114475, 2025. ROSELLI, Marcio Andrey; GIMENES, André Luiz Veiga; UDAETA, Miguel Edgar Morales. Modelo holístico microgranular de tarifas de uso dos sistemas de distribuição para sistemas de armazenamento de energia. Revista Brasileira de Energia | Vol, v. 26, n. 1, 2020.

[22] GISSEY, Giorgio Castagneto; DODDS, Paul E.; RADCLIFFE, Jonathan. Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 82, p. 781-790, 2018

[23] Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTE (MME/ONS/EPE).

[24] https://www.aes.com/sites/aes.com/files/202404/Consentec%20%26%20Fluence_Grid%20Boosters%20as%20Innovative%20Solution%20to%20Optimize%20Power%20Grids_Part%201.pdf

[25] *Fonte: Best and worst Euro nations for storage grid fees - Tamarindo*

[26] Nesse sentido HOFMANN (2024) e PARK, Heejung. Locational Role Analysis of Energy Storage Systems Based on Optimal Capacity Needs and Operations under High Penetration of Renewable Energy. Energies, v. 17, n. 3, p. 743, 2024.

[27] <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojNjkxMWQxMmYtNDlhZS00MzNmLTgzODctMjBhZGM2YTRjODNlIiwidCI6IjNhZGVlbnVZjLTkzM2UtNDkxMS1hZTFiLTljMmZlN2I4NDQ0OCIsImMiOiR9>

[28] European Market Outlook for Battery Storage 2025-2029
https://api.solarpowereurope.org/uploads/SPE_European_Battery_Outlook_2025_62b89db476.pdf
“2 Ensure grid connection procedures and grid pricing accommodate storage
As a critical initial step, grid operators must publish grid hosting capacity maps, displaying both available grid capacity and existing connections of renewable energy and storage assets.”

[29] *Objetivo Estratégico 2: Modernizar as tarifas de energia elétrica considerando as diversidades econômicas e sociais e os avanços tecnológicos. Mapa Estratégico do Planejamento Estratégico ciclo 24/27.*

[30] A atividade TAR23-01 foi debatida com a sociedade quanto a definição do roadmap da modernização tarifária no âmbito da Tomada de Subsídios 11/2024. Apesar da atividade ter o foco na distribuição, o estudo associado ao armazenamento deverá ser realizado em conjunto para os ambientes de Transmissão e Distribuição.

[31] Contribuíram neste sentido: ABSAE; ABEEólica; ABGD; ABSAE; ABGD; Casa dos ventos; Statkraft Energias Renováveis S.A; Echoenergia; Recurrent Energy; EDP; Comerc Energia S.A; Elera Renováveis; Echoenergia; NEC(80); ENGIE; Recurrent Energy; EDP; Voltalia; Comerc; COPEL; NeoEnergia; Micropower Energia S.A.; Athon Energia ABRATE; G2A Consultores(36); Neoenergia; ISA Energia Brasil AS; Micropower Energia S.A; Athon Energia.

[32] Excerto da contribuição do Instituto Acende Brasil.

[33] <https://calculostarifarios.aneel.gov.br/lista-publica>

[34] Guia para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório (AIR) do Ministério da Economia. Disponível em https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/reg/boas-praticas-regulatorias/guias-e-manuais/referencias-e-bibliografia-guia-air/guia-de-air_vfinal_150421.pdf.

[35] Retificado pela Resolução Normativa n. 1.118/2025. Os temas estratégicos do PEQuil estão disponíveis em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/programa-de-pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/temas-estrategicos-do-pequi>.

[36] A descrição do TE6 está disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/programa-de-pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/temas-estrategicos-do-pequi/te6-armazenamento-de-energia>.

[37] A notícia sobre o seminário está disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/apresentacoes/eventos-realizados/13-03-2025-seminario-tecnico-experiencia>.



Documento assinado eletronicamente por **Alexandre De Sousa Carvalho Gouveia, Técnico Administrativo**, em 04/08/2025, às 17:57, 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 **Paulo César Montenegro De Ávila E Silva, Especialista em Regulação**, em 04/08/2025, às 17:57, 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 Adjunto(a) de Regulação dos Serviços de Geração e de Mercado Energia Elétrica**, em 04/08/2025, às 17:59, 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 **Mariana Sampaio Gontijo Vaz, Gerente de Regulação dos Serviços de Geração de Energia Elétrica**, em 04/08/2025, às 18:03, 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 **Alessandro D'Afonseca Cantarino, Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica**, em 04/08/2025, às 18:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Marcel Ferreira Da Silva, Coordenador(a) Adjunto(a) de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais**, em 04/08/2025, às 19:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Pedro Mello Lombardi, Gerente de Regulação do Serviço de Distribuição**, em 04/08/2025, às 19:09, 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 **Ailson De Souza Barbosa, Especialista em Regulação**, em 04/08/2025, às 19:11, 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 **Ana Claudia Cirino Dos Santos, Superintendente Adjunto(a) de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica**, em 04/08/2025, às 19:14, 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 **Henrique Paiva De Paula, Coordenador(a) Adjunto(a) de Transição Energética**, em 04/08/2025, às 19:16, 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 **Giácomo Francisco Bassi Almeida, Superintendente de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica**, em 04/08/2025, às 20:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Marcos Venícius Leite Vasconcelos, Coordenador(a) Adjunto(a) de Redes de Distribuição e Serviços Comerciais**, em 04/08/2025, às 21:39, 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 **0164500** e o código CRC **011C8A83**.