

Nota informativa



Brasília- DF, 21 de outubro de 2025.

Medidas Provisórias nº 1.300/2025 e nº 1.304/2025

Modernização de Regras do Setor Elétrico Brasileiro

Sumário Executivo

Esta Nota Informativa visa a contribuir com o debate referente à modernização do setor elétrico brasileiro e foi desenvolvida a partir da análise detalhada das mais de 1.000 emendas apresentadas no âmbito das Medidas Provisórias nº 1.300 e nº 1.304, ambas de 2025.

Entende-se como necessário o conjunto de medidas propostas nas Medidas Provisórias, a saber: (i) **justiça tarifária**, com a alteração a Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) para isentar o consumo de até 80kWh/mês às famílias inscritas no CadÚnico e com renda *per capita* de até ½ (meio) salário-mínimo, indígenas e quilombolas; e isenção do custeio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) relativo ao consumo de até 120kWh/mês para famílias com renda per capita entre ½ (meio) e 1 (um) salário mínimo e inscritas no CadÚnico; (ii) **abertura de mercado**, mediante o estabelecimento de cronograma determinando à abertura plena de mercado de baixa tensão para consumidores comerciais e industriais após 01/08/26 e consumidores residenciais após 01/12/27; instituição do Supridor de Última Instância (SUI); estabelecimento da separação contábil entre atividades de distribuição e comercialização; institucionalização do Encargo de Sobrecontratação a ser suportado pelo ACL e ACR; modernização da estrutura tarifária, atribuindo à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL flexibilidade para definir modalidades de tarifas diferenciadas, inclusive por horário, por áreas críticas de perdas não técnicas e inadimplência, além da possibilidade de fornecimento pré-pago; (iii) **revisão de subsídios e subvenções**, com a readequação das regras do desconto da TUST/TUSD para os consumidores das fontes incentivadas; regra de transição e extinção do critério de tensão para rateio dos custos da CDE; ajuste nos critérios para definição da autoprodução por equiparação; redistribuição entre ACR e ACL de encargos do setor relativos à Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) e a contratação de Angra 1 e 2; (iv) **responsabilidade tarifária**, mediante o estabelecimento de teto de gastos da CDE; institucionalização de Encargo de Complemento de Recursos a ser custeado pelos agentes beneficiados pela CDE na hipótese de ultrapassagem do teto; e (v) **regras diversas**, como o aprimoramento do mecanismo de repactuação do risco hidrológico e a promoção de eficiência no uso da energia para atividades rurais de irrigação e aquicultura.

A revolução tecnológica observada na última década no que diz respeito à geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis e intermitentes, fator associado à **redução do preço de equipamentos** e à **popularização e aplicação maciça da geração distribuída**, provocou uma alteração drástica na operação do sistema e na necessidade de recursos em termos de flexibilidade, armazenamento e potência, o que não foi acompanhado pela legislação setorial. Na realidade, o atual arcabouço legal e regulatório, desenhado para um sistema hidrotérmico, tem gerado **estímulos equivocados** de expansão do sistema e riscos à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), **associados a um aumento injustificável do preço da energia** para todos.

Neste cenário, **incentivos e estímulos dados** para o desenvolvimento das tecnologias de geração centralizada e distribuída a partir fontes intermitentes **precisam ser revistos**. Uma resposta precisa ser



dada ao problema dos cortes de geração (**curtailment** e **constrained-off**) de modo a se preservar um ambiente seguro para investimentos. O desafio da integração das **fontes intermitentes** deve ser acompanhado de resposta à ausência de base legal que reduza o risco e estimule investimentos em soluções de armazenamento de energia elétrica. **Subsídios cruzados e transferências de renda** injustificáveis devem ser revistos de modo a se alcançar um sistema elétrico mais eficiente, justo e módico. Ajustes precisam ser feitos visando a **justiça tarifária**, de modo que “os moradores da cobertura passem a contribuir com o condomínio” e os mais pobres não arquem sozinhos com os custos de rede de distribuição que atende a todos. Uma **repectuação das bases do setor elétrico brasileiro** precisa ser reacordada por todos os agentes do setor de modo que possamos superar os desafios impostos pela transição energética e urgência climática e dar respostas efetivas às necessidades de todos os consumidores de energia.

Ao analisar as mais de 1.000 emendas apresentadas às Medidas Provisórias nº 1.300/2025 e nº 1.304/2025, identificamos conjunto de propostas que podem dar respostas a esses desafios, a saber:

- **Desconto da TUST/TUSD das fontes incentivadas**, soluções alternativas à proposta na Medida Provisória nº 1.300/2025 podem ser implementadas, possivelmente com menor custo de operacionalização e resultados eficientes, conforme proposto nas emendas:
 - nº 10 do Deputado Jadyel Alencar (REPUBLICANOS/PI), que estabelece teto de R\$ 35/MWh para o desconto na TUST/TUSD dos consumidores de energia incentivada após 01/01/2031;
 - nº 421 do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP), que estabelece teto de R\$ 40/MWh para o desconto na TUST/TUSD dos consumidores de energia incentivada e redução gradual de R\$ 5/MWh a partir de 01/01/2030;
 - nº 73 do Deputado Toninho Wandscheer (PP/PR), nº 260 da Deputada Marussa Boldrin (MDB/GO), nº 313 do Deputado Evair Vieira de Melo (PP/ES), nº 342 do Deputado Sanderson (PL/RS), nº 343 do Deputado Sanderson (PL/RS), nº 552 do Senador Mecias de Jesus (REPUBLICANOS/RR) que propõe que os descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição sejam reduzidos em 10 pontos percentuais por ano, até sua extinção em 10 anos;
- **Componentes tarifárias da MMGD**, nos termos das emendas nº 31 do Deputado Kim Kataguirí (UNIÃO/SP) e nº 293 do Deputado Zé Silva (SOLIDARIEDADE/MG), que propõem, após período de transição, o pagamento integral dos encargos por usuários de MMGD, além de direcionar à CDE o custeio do subsídio relativo à MMGD;
- **Responsabilidade tarifária**, conforme emendas nº 179 do Deputado Pedro Uczai (PT/SC) e nº 319 do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP), que introduzem ferramentas da Lei de Responsabilidade Fiscal no processo de criação de subsídios custeados pela tarifa de energia elétrica ou pela CDE;
- **Restrições de geração – curtailment e constrained-off**, nos termos das emendas:
 - nº 238 do Deputado Zé Silva (SOLIDARIEDADE/MG), nº 424 do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP) e nº 455 do Deputado Reinhold Stephanes (PSD/PR), que permitem ao ONS comandar distribuidoras para limitar geração de MMGD quando necessário à segurança e eficiência do sistema. Preveem, adicionalmente, mecanismo de rateio econômico a ser regulado pela ANEEL em 3 meses, ajustando contabilizações entre microgerações e fontes centralizadas; e



- nº 273 do Senador Jorge Kajuru (PSB/GO) e nº 372 do Senador Laércio Oliveira (PP/SE), que visam a inserir previsão legal que permita, por necessidade sistêmica, a redução ou o corte temporário da geração própria de energia elétrica conectada à rede de distribuição, incluindo a MMGD;
- **Alocação de custos de reserva de capacidade**, nos termos das emendas nº 42 do Deputado Marcel Van Hattem (NOVO/RS), nº 411 do Deputado Zé Adriano (PP/AC) e nº 556 do Senador Mecias de Jesus (REPUBLICANOS/RR), que propõem que o rateio do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP) considere os momentos de maior criticidade da demanda do sistema elétrico, distribuindo o custo de forma proporcional aos agentes que mais pressionam o sistema nos horários críticos;
- **Formação de preço por oferta de mercado**, conforme emendas nº 398 do Deputado Célio Studart (PSD/CE) e nº 593 do Deputado Reginaldo Lopes (PT/MG), que possibilitam programar a operação do SIN por meio do modelo de preço por oferta, com transição condicionada a avaliações técnicas robustas que demonstrem, de forma clara, os impactos, benefícios e riscos envolvidos;
- **Melhoria dos mecanismos de contratações do setor elétrico**, nos termos das emendas nº 202 do Deputado Pedro Uczai (PT/SC) e nº 315 do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP), que definem critérios de contratação que considerem os produtos e requisitos a serem contratado e não o tipo de fonte;
- **Desestatização da Eletrobras**, conforme emenda nº 428 (com adaptações) do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP), que dispensa as contratações de energia ainda não realizadas;
- **Antecipação do fim dos benefícios da MMGD:**
 - conforme proposta de emenda ao Relator, visando equiparar MMGD1 e MMGD2 à MMGD3 a partir de 2026, quando esses geradores passam a pagar os custos de rede na seguinte escala: 60% (sessenta por cento) a partir de 2026; 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027; 90% (noventa por cento) a partir de 2028; a regra disposta no art. 17 desta Lei 14.300/2022 a partir de 2029;
 - ou alternativamente nos termos da emenda nº 114 do Deputado Reinhold Stephanes (PSD/PR) que altera o marco legal da Micro e Mini Geração Distribuída para: isentar MMGD1 dos custos de rede até 2030 (atualmente a isenção vai até 2045); antecipar o cronograma de isenção de MMGD3 em 01 (um) ano sendo: 75% em 2026 (atualmente está previsto 60%), 90% em 2027 (atualmente está previsto 75%) e 100% em 2028 (atualmente está previsto 90%); e estabelece prazo de deferimento da MMGD2 condicionado ao início da injeção de energia em até 120 (cento e vinte) dias da emissão do orçamento de acesso ou da publicação desta emenda, o que ocorrer por último. Atualmente não existe esta definição e como consequência há diversos pedidos nas distribuidoras pendentes de análise, o que pode resultar em elevação substancial dos custos da CDE, além de desencadear uma série de processos de processos judiciais;
- **Armazenamento de energia**, conforme proposta de emenda ao Relator, recomendando a institucionalização do Agente Armazenador de Energia Elétrica e a manutenção da incidência e obrigação do pagamento do Uso do Bem Público (UBP) e de Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos (CFURH) para o Agente Armazenador de Energia Elétrica que utilize sistema



de armazenamento de energia hidráulico, na forma de usinas hidrelétricas reversíveis, mesmo que completamente isolado de cursos de rios ou similares;

- **Estabelecimento de termo final de subvenções**, conforme proposta de emenda ao Relator, recomendando a extinção em 4 (quatro) anos das subvenções relativas a (i) concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com mercado próprio anual inferior a 350 GWh (trezentos e cinquenta gigawatts-hora) e cooperativas de eletrificação rural; e (ii) descontos especiais nas tarifas de energia elétrica aplicáveis às unidades consumidoras classificadas na Classe Rural concedidos ao consumo que se verifique na atividade de irrigação e aquicultura, salvo quando associado à agricultura familiar ou assentamentos de reforma agrária.



Sumário

Introdução	6
Desconto da TUST/TUSD das fontes incentivadas	7
Estabelecimento de termo final de subsídios	10
Antecipação do fim dos benefícios da MMGD	13
Componentes tarifárias da MMGD.....	21
Responsabilidade tarifária	23
Restrições de geração – <i>curtailment e constrained-off</i>	24
Armazenamento de energia.....	27
Alocação de custos de reserva de capacidade	31
Formação de preço por oferta de mercado.....	32
Melhoria dos mecanismos de contratações do setor elétrico	34
Desestatização da Eletrobras.....	35
Conclusão.....	36



Introdução

Foram adotadas pelo Presidente da República e submetidas ao Congresso Nacional as Medidas Provisórias nº 1.300, de 21 de maio de 2025, e nº 1.304, de 11 de julho de 2025, que alteram dispositivos do setor elétrico brasileiro, visando a maior eficiência, liberdade, melhoria do ambiente de negócios e justiça tarifária.

O conjunto de medidas pode ser dividido em cinco temas principais: (i) **justiça tarifária**, com a alteração a Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) para isentar o consumo de até 80kWh/mês às famílias inscritas no CadÚnico e com renda *per capita* de até ½ (meio) salário-mínimo, indígenas e quilombolas; e isenção do custeio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) relativo ao consumo de até 120kWh/mês para famílias com renda per capita entre ½ (meio) e 1 (um) salário mínimo e inscritas no CadÚnico; (ii) **abertura de mercado**, com estabelecimento de cronograma determinando a abertura plena de mercado de baixa tensão para consumidores comerciais e industriais após 01/08/26 e consumidores residenciais após 01/12/27; instituição do Supridor de Última Instância (SUI); estabelecimento da separação contábil entre atividades de distribuição e comercialização; institucionalização do Encargo de Sobrecontratação a ser suportado pelo ACL e ACR; modernização da estrutura tarifária, atribuindo à ANEEL flexibilidade para definir modalidades de tarifas diferenciadas, inclusive por horário, por áreas críticas de perdas não técnicas e inadimplência, além da possibilidade de fornecimento pré-pago; (iii) **revisão de subsídios e subvenções**, com a readequação das regras do desconto da TUST/TUSD para os consumidores das fontes incentivadas; regra de transição e extinção do critério de tensão para rateio dos custos da CDE; ajuste nos critérios para definição da autoprodução por equiparação; redistribuição entre ACR e ACL de encargos do setor relativos à Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) e a contratação de Angra 1 e 2; (iv) **responsabilidade tarifária**, com o estabelecimento de teto de gastos da CDE; institucionalização de Encargo de Complemento de Recursos a ser custeado pelos agentes beneficiados pela CDE na hipótese de ultrapassagem do teto; e (v) **regras diversas**, com o aprimoramento do mecanismo de repactuação do risco hidrológico e a promoção de eficiência no uso da energia para atividades rurais de irrigação e aquicultura.

As mais de 1.000 emendas apresentadas às medidas provisórias evidenciam a importância do tema e a urgência de se promover alterações estruturais do setor. Esta Nota Informativa visa a contribuir com debate e foi desenvolvida a partir da análise detalhada das emendas apresentadas no âmbito das Medidas Provisórias nº 1.300/2025 e nº 1.304/2025.

Inicialmente, são listadas alternativas à proposta do Executivo no que diz respeito à readequação das regras do desconto da TUST/TUSD para os consumidores das fontes incentivadas. As emendas sugeridas possibilitam (i) limitar o crescimento do custeio dessa subvenção que, em 2024, alcançou a cifra de R\$ 13,05 bilhões e em 2025 está orçada em quase R\$ 17 bilhões e (ii) corrigir problema estrutural do desenho da subvenção que faz com que a energia das fontes renováveis – atualmente mais baratas – seja comercializada por preços mais elevados que a energia das fontes convencionais. Deste modo, para além da redução do custo da CDE, com impacto sobre os custos de energia para indústria, comércio e consumidores como um todo, as emendas identificadas reduzem distorções e aprimoram a eficiência do mercado de energia elétrica brasileiro.

Também visando à redução gradativa do valor global dos encargos pagos pelos consumidores por meio da CDE, é apresentada proposta de emenda objetivando a extinção em 4 (quatro) anos das subvenções relativas a (i) concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com mercado próprio anual inferior a 350 GWh (trezentos e cinquenta gigawatts-hora) e cooperativas de eletrificação rural; e (ii) descontos especiais nas tarifas de energia elétrica aplicáveis às unidades consumidoras classificadas



na Classe Rural concedidos ao consumo que se verifique na atividade de irrigação e aquicultura, salvo quando associado à agricultura familiar ou assentamentos de reforma agrária.

Na sequência, visando a conferir maior racionalidade ao crescimento da geração distribuída, protegendo o interesse público e a modicidade tarifária e de modo a garantir que todos os consumidores contribuam de maneira justa e proporcional com custos dos serviços de energia elétrica, são apresentadas propostas de alteração legislativa de aceleração da percepção do custo de rede pelos consumidores classificados como MMDG através do ajuste dos prazos de transição estabelecidos na Lei nº 14.300/2022.

De maneira complementar, sugere-se a adoção de emenda para consolidar entendimento de que, findo o período do subsídio relativo ao custeio da rede, os participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE devem ser faturados sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição, além de todas as demais componentes tarifárias relativas aos encargos setoriais.

Em seguida, em complemento ao instrumento da Medida Provisória 1.304/2025 que limita o valor total dos recursos arrecados da CDE ao orçamento definido para o ano de 2026, é apresentada emenda que estabelece Princípios de Responsabilidade Tarifária inspirado nos dispositivos da Lei de Responsabilidade Fiscal (Lei Complementar nº 101/2000), com o objetivo de assegurar que novos encargos ou benefícios tarifários não sejam implementados sem prévia demonstração de seu impacto econômico, orçamentário e social.

Com relação aos desafios da transição energética em virtude da inserção maciça de geração intermitente a partir de fontes eólicas e solares e à urgente necessidade de soluções estruturantes para a integração eficiente e sustentável das renováveis, são apresentadas emendas que visam a dar tratamento aos cortes ou restrições de geração de energia elétrica e que institucionalizam a solução estruturante na figura do agente armazenador de energia elétrica, seja na forma de baterias, seja na forma de usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs).

Também como resposta aos desafios impostos pela transição energética e visando a melhorar o ambiente de negócios por meio da alocação eficiente dos custos de operação do SIN, é listada emenda que reformula os critérios de rateio do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP).

Com foco na eficiência do sistema mediante a correta alocação de custos, é apresentada emenda que implementa mecanismos de mercado na formação de preço e definição do planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional, o que aproximaria o setor elétrico brasileiro a modelos mais maduros, como o europeu e o americano.

Por fim, visando a aprimorar o regime legal de contratação de energia elétrica, condicionando o procedimento licitatório às necessidades reais dos consumidores e alinhadas aos estudos de planejamento setorial, são apresentadas duas emendas. A primeira coaduna princípios constitucionais da eficiência e da economicidade com o dever de boa governança ao definir que novas contratações no setor elétrico devem considerar os produtos e requisitos a serem contratados, evitando que escolhas de projeto ou fonte sejam motivadas por interesses específicos e onerando injustificadamente a tarifa. E a segunda encerra o processo de desestatização da Eletrobras sem a necessidade das contratações previstas na Lei nº 14.182/2021.

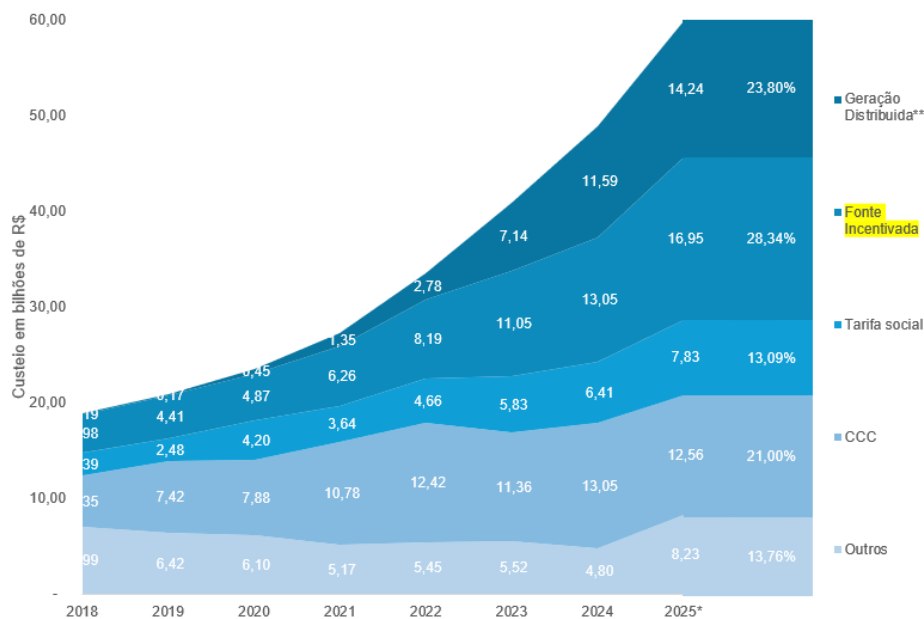
Desconto da TUST/TUSD das fontes incentivadas

A proposta contida na MP nº 1.300/2025 visa a aprimorar a eficiência dos subsídios concedidos às fontes incentivadas, com foco na redução do custo da CDE. Embora os incentivos aos geradores permaneçam



inalterados, os subsídios aos consumidores passam a ser limitados aos contratos registrados na CCEE até 31/12/2025, vinculando-se à vigência contratual e não mais à outorga do empreendimento. Essa reformulação busca interromper a trajetória de crescimento dos custos da política — que saltaram de R\$ 13,05 bilhões em 2024 para uma projeção de R\$ 17 bilhões em 2025 — e promover sua redução progressiva conforme o encerramento dos contratos.

Subsídios na conta de energia elétrica



Elaboração SRE/MF. Dados: [subsidiômetro ANEEL](#) e Nota Técnica nº 146/2025-STR/ANEEL

* Previsão do orçamento para 2025

** Considera parcela custeada pela CDE (MMGD3) e pela tarifa de energia local (MMGD 2 e 3)

Além do benefício da redução do custeio da CDE, a restrição e extinção gradativa do subsídio na parte do consumo corrige problema estrutural do desenho da política, que faz com que a energia das fontes renováveis – atualmente mais baratas – seja comercializada por preços mais elevados que a energia das fontes convencionais, dado que parte do desconto auferido pelos consumidores é apropriada pelos geradores renováveis através da definição de preço do seu produto em patamar superior ao que provavelmente seria observado na ausência do subsídio em questão.

Dessa forma, além de contribuir para a redução dos encargos setoriais que impactam os custos da energia para indústria e comércio, a limitação do valor dos descontos concedidos aos consumidores de energia incentivada — bem como sua extinção gradual — representa uma medida relevante para aprimorar a eficiência econômica e promover uma alocação mais racional dos recursos no setor elétrico.

Apesar da Medida Provisória nº 1.300/2025 apresentar um caminho para se alcançar esses objetivos, identificamos emendas que possibilitam soluções alternativas e podem ser a resposta à sociedade para o problema identificado.

Emenda	Resumo
--------	--------



<p>Dê-se nova redação ao § 1º-P do art. 26 e aos incisos I a IV do § 1º-P do art. 26; e suprimam-se os §§ 1º-Q a 1º-T do art. 26, todos da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na forma proposta pelo art. 2º da Medida Provisória, nos termos a seguir:</p> <p>“Art. 26.</p> <p>.....</p> <p>§ 1º-P. Os descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição incidentes no consumo de energia elétrica de que tratam os §§1º, 1º-A e 1º-B serão limitados ao valor teto equivalente a R\$ 35/MWh, devendo observar:</p> <p>I – atualização anual do valor teto pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), a partir da data de publicação desta lei;</p> <p>II – aplicação a partir de 1º de janeiro de 2031;</p> <p>III – apuração mensal do desconto equivalente conforme informações de consumo de energia elétrica e contratação de uso do sistema de transmissão e distribuição do consumidor, fornecidos pelas transmissoras e distribuidoras; e</p> <p>IV – vigência até o final da outorga do respectivo empreendimento de geração.</p> <p>§ 1º-Q. (Suprimir)</p> <p>§ 1º-R. (Suprimir)</p> <p>§ 1º-S. (Suprimir)</p> <p>§ 1º-T. (Suprimir)</p> <p>.....” (NR)</p>	<p>Estabelece teto de R\$ 35/MWh para o desconto na TUST/TUSD dos consumidores de energia incentivada após 01/01/2031.</p> <p>Obs.: Sugere-se a alteração da data de início da vigência do dispositivo para 1º/01/2026.</p> <p>Emendas da MP 1.300</p> <p>nº 10 do Deputado Jadyel Alencar (REPUBLICANOS/PI)</p>
<p>§ 1º-P Os descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição incidentes no consumo de energia elétrica de que tratam os § 1º, § 1º-A e § 1º-B serão limitados ao valor teto equivalente a R\$ 40,00/MWh (quarenta reais por megawatt-hora), devendo observar:</p>	<p>Estabelece teto de R\$ 40/MWh para o desconto na TUST/TUSD dos consumidores de energia incentivada e redução gradual de R\$ 5/MWh a partir de 01/01/2030.</p> <p>Emendas da MP 1.300</p> <p>nº 421 do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP)</p>



<p>I – redução gradual do valor teto em R\$ 5,00/MWh (cinco reais por megawatt-hora) a cada cinco anos, a partir de 1º de janeiro de 2030;</p> <p>II – atualização anual do valor teto e da redução de que trata o inciso I pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), ou por outro índice que venha a substituí-lo, a partir da data de publicação desta lei;</p> <p>III – apuração mensal do desconto equivalente conforme informações de consumo de energia elétrica e contratação de uso do sistema de transmissão e distribuição do consumidor, fornecidos pelas transmissoras e distribuidoras; e</p> <p>IV – vigência até o final da outorga do respectivo empreendimento de geração.</p>	
<p>Dê-se nova redação ao § 1º-P do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, como proposto pelo art. 2º da Medida Provisória, nos termos a seguir:</p> <p>“Art. 26.</p> <p>.....</p> <p>§ 1º-P. Os descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição incidentes no consumo de energia elétrica de que tratam os § 1º, § 1º-A e § 1º-B terão redução de 10 pontos percentuais ao ano pelo período de 10 anos, após esse período não haverá mais descontos nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição incidentes no consumo de energia elétrica.</p> <p>.....” (NR)</p>	<p>Propõe que os descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição sejam reduzidos em 10 pontos percentuais por ano, até sua extinção em 10 anos.</p> <p>Emendas da MP 1.300</p> <p>nº 73 do Deputado Toninho Wandscheer (PP/PR)</p> <p>nº 260 da Deputada Marussa Boldrin (MDB/GO)</p> <p>nº 313 do Deputado Evair Vieira de Melo (PP/ES)</p> <p>nº 342 do Deputado Sanderson (PL/RS)</p> <p>nº 343 do Deputado Sanderson (PL/RS)</p> <p>nº 552 do Senador Mecias de Jesus (REPUBLICANOS/RR)</p>

Estabelecimento de termo final de subsídios

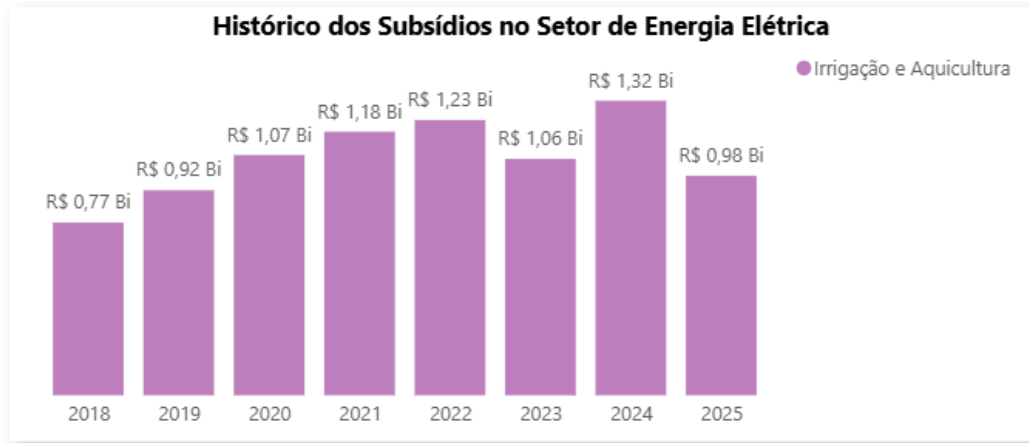
Em avaliação aos demais subsídios suportados pela CDE, identificam-se dois que, pela perda de fundamento que motivou sua instituição, recomendam a fixação de termo final. O primeiro refere-se aos descontos nas tarifas de energia aplicáveis às unidades consumidoras da classe rural nas atividades de irrigação e aquicultura; o segundo, aos benefícios dirigidos a distribuidoras de pequeno porte e cooperativas de eletrificação rural.

No que diz respeito às tarifas de energia elétrica aplicáveis às unidades consumidoras classificadas como Classe Rural relativo às atividades de irrigação e aquicultura, é certo que, quando da criação do benefício,



a realidade tecnológica e de atendimento a atividades empresariais rurais carecia de suporte na forma do subsídio. Contudo, a evolução do setor — com difusão de geração distribuída e queda acentuada do custo de equipamentos — enfraqueceu a justificativa para a manutenção do subsídio e para a socialização do seu custo via CDE.

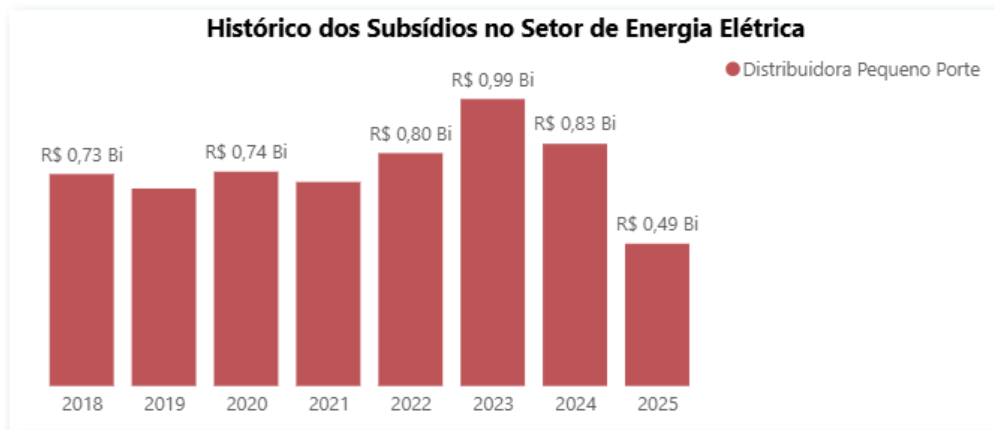
Tendo em vista que, conforme dados da ANEEL, a despesa com tal política em 2024 alcançou a cifra de R\$ 1,32 bilhão e até setembro de 2025 já totaliza R\$ 0,98 bilhão, recomenda-se sua redução gradual e uniforme, podendo permanecer recortes de política social para agricultura familiar e assentamentos de reforma agrária, conforme desenho específico de políticas públicas.



Fonte: Subsidômetro da ANEEL. Disponível em : <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojY2Q1YjdlZTETmzQ2ZS00OTIyLThiODctZDY2NTRhMDFhMmFjIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIslmMiOjR9>. Acesso em 16 de setembro de 2025.

No segundo caso, entende-se não se justificar a manutenção da subvenção a distribuidoras de pequeno porte. A atividade de distribuição de energia elétrica é típica operação em rede, **com economias de escala**: quanto maior a base de usuários, melhor a diluição de custos fixos e menores as tarifas.

As subvenções estabelecidas nos XIII e XVIII do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, ao destinar recursos da CDE à modicidade tarifária dos consumidores atendidos por concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com mercado próprio anual inferior a 350 GWh (trezentos e cinquenta gigawatts-hora) e cooperativas de eletrificação rural, **desestimulam o processo de agrupamento** e concentração de áreas de concessão, **gerando externalidade negativa** arcada pelo demais consumidores brasileiros na forma da subvenção que em 2024 alcançou a cifra de R\$ 0,83 bilhão. Em termos concretos, caso ocorra o agrupamento e a concentração de áreas de concessões, os consumidores atendidos pelas novas distribuidoras terão tarifa mais baixa, sem gerar a externalidade negativa da subvenção paga via CDE pelos demais consumidores brasileiros.



Fonte: Subsidômetro da ANEEL. Disponível em : <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrjoiY2Q1YjdZTEtMzQ2ZS00OTIyLThiODctZDY2NTRhMDFhMmFjliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em 16 de setembro de 2025.

Adicionalmente, a própria Lei nº 10.438/2002, prevendo processos de agrupamento e concentração e o ganho à totalidade dos consumidores, estabeleceu em seu inciso XVI do art. 13, incentivo pelo prazo de 10 (dez) anos equivalente a 25% (vinte e cinco por cento) do valor da subvenção de que tratam os incisos XIII e XVIII do art. 13 da Lei nº 10.438/2002 ou 55% (cinquenta e cinco por cento) do ganho econômico proporcionado aos consumidores atendidos pela prestadora de serviço público de distribuição de energia elétrica adquirida — instrumento mais eficiente para lidar com o tema das pequenas distribuidoras que não a manutenção ampla da subvenção. Nesse contexto, recomenda-se **extinção gradual** desses benefícios, nos termos da **proposta de emenda ao Relator**, em **quatro anos**.

Emenda	Resumo
<p>Art. Xxx A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2022, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p> <p>Art. 13</p> <p>.....</p> <p>XIII - prover recursos para compensar o impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias, em relação à principal concessionária de distribuição supridora, na forma definida pela Aneel, até 31 de dezembro de 2029;</p> <p>.....</p> <p>XVIII - prover recursos para atendimento da subvenção econômica de que trata o § 16 deste artigo, destinada à modicidade tarifária relativa a consumidores atendidos por concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com mercado próprio anual inferior a 350 GWh</p>	<p>Proposta de emenda ao Relator recomendando a extinção em 4 (quatro) anos das subvenções relativas a (i) concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com mercado próprio anual inferior a 350 GWh (trezentos e cinquenta gigawatts-hora) e cooperativas de eletrificação rural; e (ii) descontos especiais nas tarifas de energia elétrica aplicáveis às unidades consumidoras classificadas na Classe Rural concedidos ao consumo que se verifique na atividade de irrigação e aquicultura, salvo quando associado à agricultura familiar ou assentamentos de reforma agrária.</p>



(trezentos e cinquenta gigawatts-hora), **até 31 de dezembro de 2029;**

.....
§ 17 A partir de 1º de janeiro de 2026 as despesas alcançadas pelos incisos XIII e XVIII e § 16 serão reduzidas de forma gradual e uniformemente até as respectivas datas de término. (NR)

.....
Art. 25

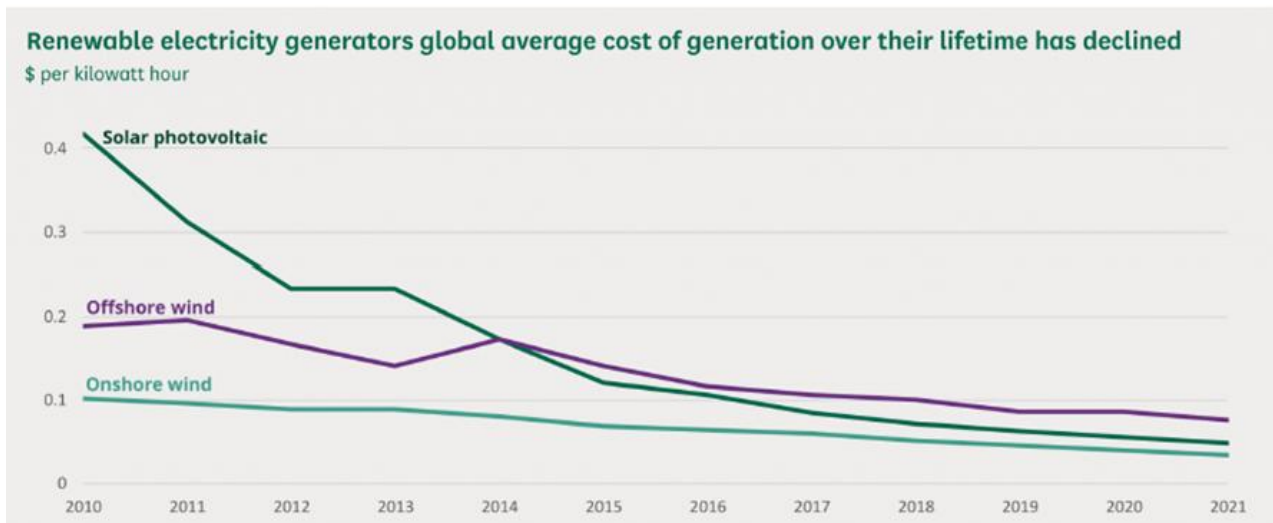
§ 4º A partir de 1º de janeiro de 2026 as despesas nas tarifas de energia elétrica aplicáveis às unidades consumidoras classificadas na Classe Rural, inclusive Cooperativas de Eletrificação Rural, **que não caracterizem atividade de irrigação e aquicultura associada à agricultura familiar ou assentamentos de reforma agrária** serão reduzidas de forma gradual e uniformemente até a sua **extinção em 31 de dezembro de 2029.** (NR)

.....

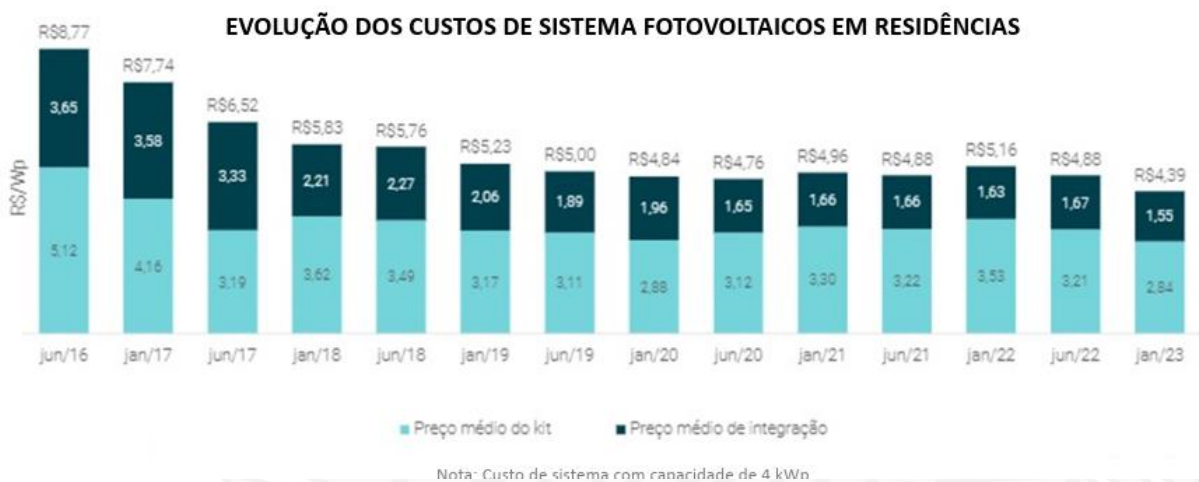
Antecipação do fim dos benefícios da MMGD

Objetivando conferir maior racionalidade ao crescimento da geração distribuída, protegendo o interesse público e a modicidade tarifária, bem como assegurar que os custos dos serviços de energia elétrica sejam distribuídos de forma justa e proporcional entre todos os consumidores, faz-se necessária a aceleração da percepção do custo da rede da MMGD através do ajuste dos prazos de transição estabelecido na Lei nº 14.300/2022.

Ressalta-se que a redução dos prazos que tratam a Lei preserva a viabilidade econômico-financeira dos novos empreendimentos, dado que, conforme estudos recentes, o prazo de amortização de investimentos em MMGD é inferior a quatro anos, tendo em vista a redução drástica dos custos de equipamentos observadas após 2017, fenômeno também observado no mercado interno.



Fonte: UK PARLIAMENT (2023), disponível em <https://commonslibrary.parliament.uk/why-is-cheap-renewable-electricity-so-expensive/#:~:text=Between%202010%20and%202021%2C%20the,shown%20in%20the%20chart%20below>.



Fonte: Instituto Acende Brasil (2023), disponível em : https://acendebrazil.com.br/wp-content/uploads/2023/10/20230914_MMGD-e-a-Estrutura-Tarifa%CC%81ria_v4.pdf

Ainda com relação ao retorno do investimento, estudo de setembro de 2025¹ promovido por associações do setor elétrico concluiu que, dada as condições estabelecidas na Lei nº 14.300/2022, a taxa interna de retorno dos investimentos em MMGD chegou a 48% a.a. em 2024. A título de comparação, o indicador de retorno do capital de concessões de serviços públicos de distribuição é de 12,17% e de transmissão e geração de energia elétrica de 11,94%, conforme Despacho ANEEL nº 882, de 27 de março de 2025.

¹ Disponível em https://abrace.org.br/wp-content/uploads/2025/09/Relatorio-Final-Delgado_250929_105824.pdf

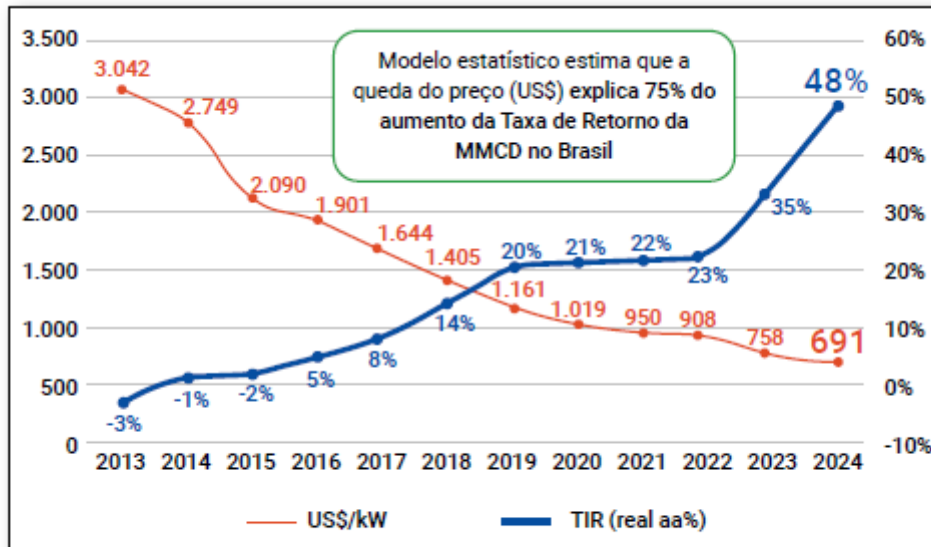


Figura 1 – Relação preço internacional do módulo fotovoltaico e taxa de retorno da MMGD no Brasil

Disponível em https://abrace.org.br/wp-content/uploads/2025/09/Relatorio-Final-Delgado_250929_105824.pdf

Conclui-se, portanto, que a redução dos prazos previstos na Lei não compromete a amortização dos investimentos já realizados em MMGD, tampouco altera a racionalidade das decisões de investimento tomadas anteriormente.

Com relação aos ativos implantados até a publicação da Lei nº 14.300/2022, comumente denominados MMGD1, a decisão pelo investimento ocorreu sob a vigência da Resolução ANEEL nº 482/2012 que estabeleceu regras para a micro e minigeração distribuída no Brasil e criou o sistema de compensação de energia elétrica. A referida resolução estabeleceu prazo de até 36 (trinta e seis) meses para a utilização dos créditos de energia referentes ao excedente de energia injetado na rede, prazo posteriormente estendido para 60 (sessenta) meses pela Resolução ANEEL nº 687/2015, que também fixou que o referido arranjo seria revisitado até 31 de dezembro de 2019.

Neste sentido, é razoável afirmar que a decisão de investimento tomada por estes agentes foi feita em um contexto de expectativa regulatória plausível de aproveitamento dos créditos até 31 de dezembro de 2024 – 60 meses contados da data em que a própria norma vigente já previa a revisão do modelo de apuração de créditos. Não se tratava, portanto, de garantia normativa de isenção de custos de rede. Ao fixar esta forma de tarifação até 31 de dezembro de 2045 para esses agentes, a Lei nº 14.300/2022 conferiu um benefício novo, não presente quando da decisão inicial. Assim, entende-se que a revisão de um benefício como tal, não considerado pelo agente na sua decisão inicial, além de não se justificar no âmbito econômico-financeiro, também não viola princípios como os da confiança legítima e da segurança jurídica, sendo esta decisão válida também do ponto de vista jurídico. Não enfrentar esta realidade é optar por garantir um excedente econômico-financeiro para um grupo de atores pago pelos demais consumidores.

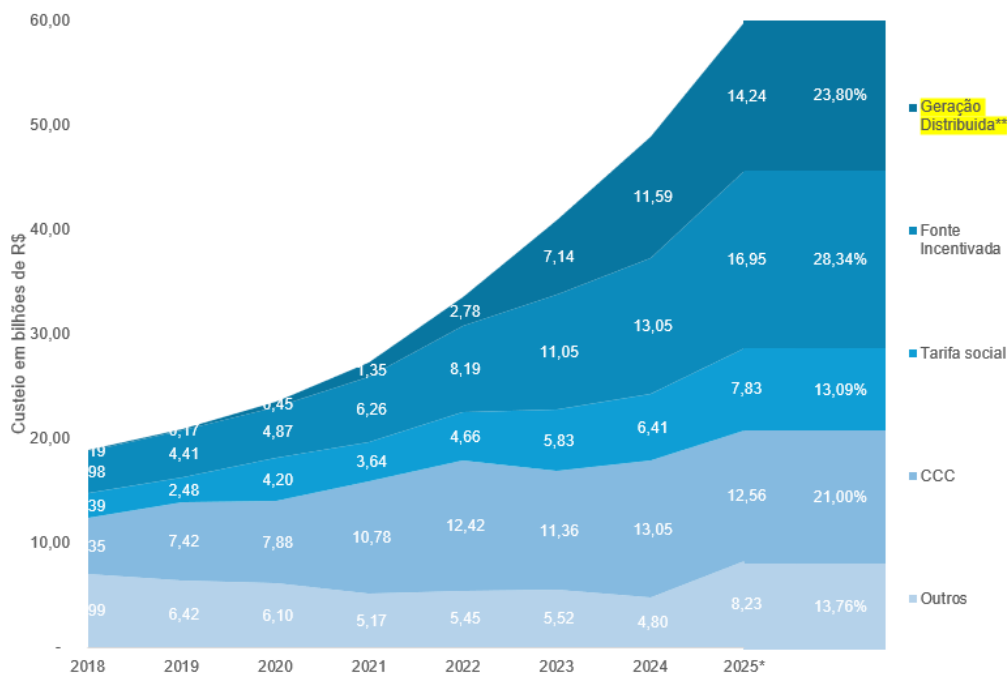
Com relação aos ativos que protocolaram solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação da nº 14.300/2022, também enquadrados no benefício da MMGD1 de isenção dos custos da rede até 2045, o excedente tarifário suportado pelos demais consumidores torna-se ainda mais desproporcional e injustificável, dado que em 2022 o retorno esperado dos investimentos era o mesmo observado já em 2019, próximo a 4 (quatro) anos.



Para as unidades que protocolaram solicitação de acesso na distribuidora entre o 13º (décimo terceiro) e o 18º (décimo oitavo) mês contados da data de publicação da Lei (entre fevereiro e agosto de 2023), comumente denominados MMGD2, beneficiários de isenção dos custos de rede até 2030, estima-se que esses empreendimentos estarão integralmente amortizados até 2027, também não se mostrando como racional a manutenção do benefício econômico-financeiro arcado pelos demais consumidores até dezembro de 2030.

Ressaltamos que este excedente pago pelos demais consumidores tem apresentado comportamento crescente e com projeções para o ano de 2025 de R\$ 14,24 bilhões.

Subsídios na conta de energia elétrica



Elaboração SRE/MF. Dados: [subsidiometro](#), ANEEL e Nota Técnica nº 146/2025-STR/ANEEL

* Previsão do orçamento para 2025

** Considera parcela custeada pela CDE (MMGD3) e pela tarifa de energia local (MMGD 2 e 3)

No âmbito da justiça tarifária, o estudo² promovido por Abeeólica, Abiape, Abradee, Abrage, Abrace, Anace e Frente Nacional dos Consumidores evidencia a distorção do princípio da equidade ao concluir que, em julho de 2025, o subsídio dado aos 6,5 milhões de consumidores classificados como MMGD é sete vezes maior (R\$ 210/mês/beneficiário) que o subsídio individual dado aos 17,5 milhões de consumidores de baixa renda (R\$ 31/mês/beneficiário).

Este fato se agrava ao evidenciar que as motivações alegadas para o não pagamento dos custos de rede pelos consumidores classificados como MMGD — redução de perdas técnicas nas redes de distribuição e postergação de investimentos em transmissão — não se sustentam. Após 86 experimentos estatísticos, a conclusão do estudo mencionado é oposta: eventuais benefícios foram estatisticamente insignificantes quanto a perdas e não houve postergação de investimentos em transmissão com a expansão da MMGD.

² Disponível em https://abrace.org.br/wp-content/uploads/2025/09/Relatorio-Final-Delgado_250929_105824.pdf



A síntese é que, se houve algum benefício, foi circunstancial e não duradouro, hipótese que reforça a possibilidade de revisão de subsídios pagos pelos demais consumidores na ausência de benefícios comprovados:

[...]

Destarte, se houve algum benefício da inserção da MMGD para a redução de perdas técnicas nas redes do sistema de distribuição, foi estatisticamente insignificante. Por sua vez, não houve, com elevada segurança estatística, postergação de investimentos no sistema de transmissão com a expansão da MMGD. A conclusão geral que se depreende e a de que se houve algum benefício, foi meramente circunstancial e não duradouro com a massificação da MMGD. Fato que poderia justificar o recolhimento de subsídios pagos pelos demais consumidores por falta de benefícios oferecidos pela MMGD.

[...]

Além desse ponto, o estímulo dado à MMGD tem induzido o crescimento desproporcional de fontes intermitentes, com custos crescentes para a operação do SIN em termos de contratação de capacidade e flexibilidade, o que resultou no aumento do fenômeno de corte de geração centralizada, com prejuízos sistemáticos a todo o setor.

Segundo o estudo “Diagnóstico e perspectivas da evolução dos cortes de geração no Brasil - RT ONS DGL 0189/2025”, publicado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em maio de 2025³ como resultado de grupo de trabalho sobre cortes de geração, a MMGD, que já ultrapassou 38 GW de capacidade instalada e deve atingir 58 GW até 2029, opera sem supervisão ou controle operacional pelo nos, impondo desafios à estabilidade e à segurança do Sistema Interligado Nacional.

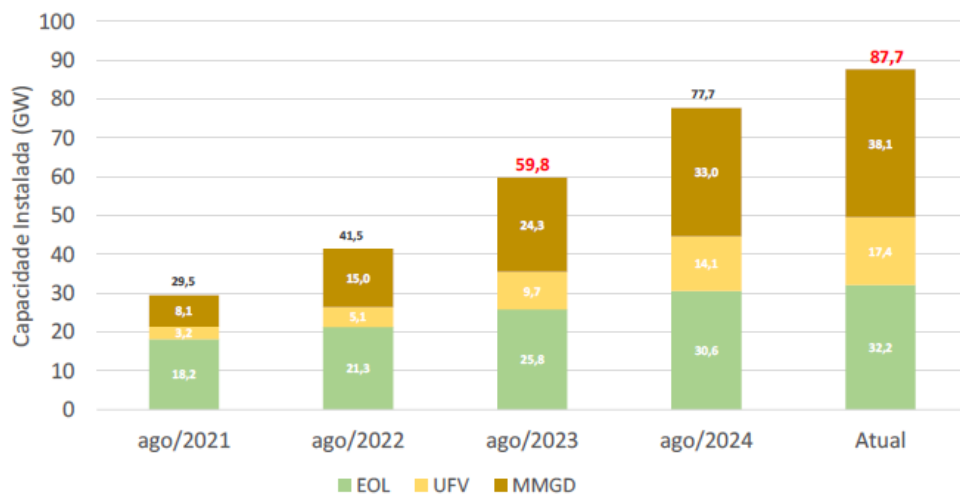
As conclusões do ONS quanto aos cortes de geração demonstram que os cortes por razão energética (excesso de geração de energia elétrica) estão aumentando e revelam um problema estrutural no balanço carga-geração, especialmente em momentos de sobreoferta de geração. A presença crescente da MMGD intensifica esse problema ao reduzir a demanda atendida pelas usinas centralizadas e aumentar a necessidade de cortes sobre essas unidades. Projeções para os próximos anos (2026-2029) indicam que o *curtailment* por razões energéticas deve se tornar ainda mais predominante. O impacto desse fenômeno será mais severo no período diurno (09h às 15h59), quando a geração solar é elevada e a carga líquida do sistema é reduzida.

³ Disponível em

<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20Curtailment%20rev1.pdf>



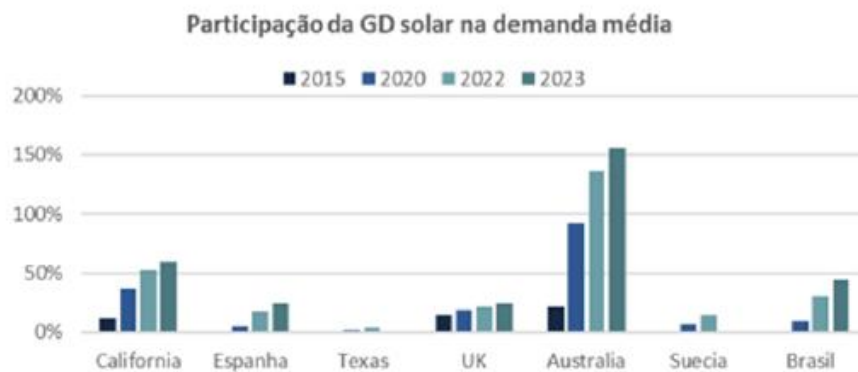
Figura 3-2: Evolução da Capacidade instalada de usinas eólicas, fotovoltaicas e da MMGD no SIN



Fonte: Diagnóstico e perspectivas da evolução dos cortes de geração no Brasil - RT ONS DGL 0189/2025. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Maio de 2025, página 10.

O estudo ainda mostra que a penetração da MMGD no Brasil está entre as maiores na comparação internacional. Em 2023, o Brasil ficava atrás apenas da Austrália e da Califórnia na comparação com sistemas selecionados em um *benchmark* internacional realizado pelo ONS, o que evidencia um exagero no estímulo à esse tipo de fonte.

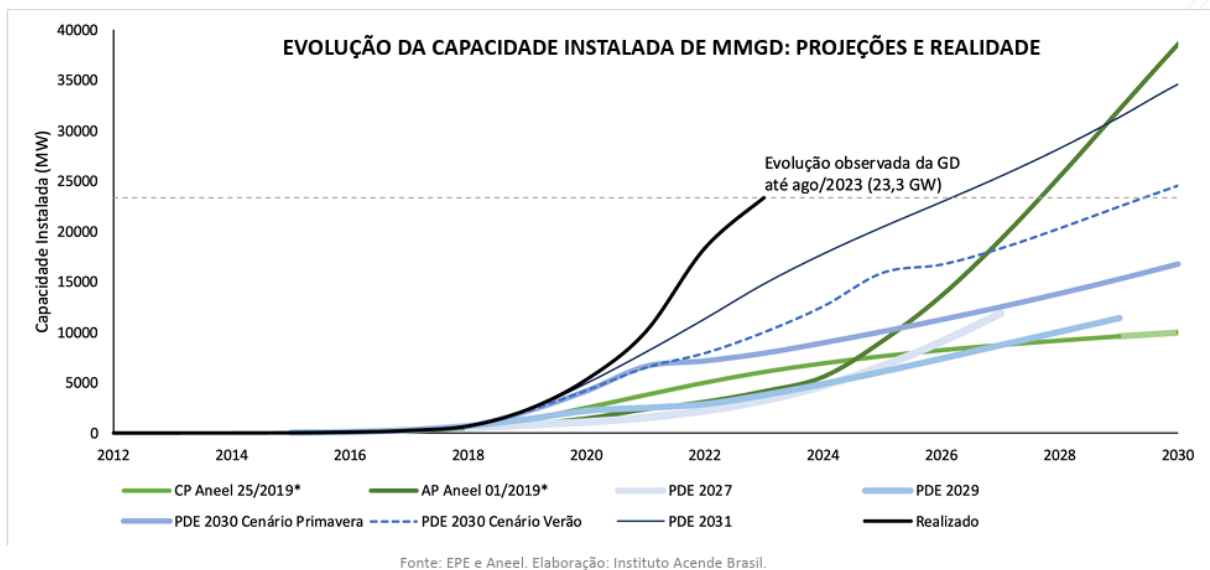
Figura 6-2: Participação da GD solar da demanda média em comparação internacional



Fonte: ONS, Projeto Integração ONS-DSO.

Fonte: Diagnóstico e perspectivas da evolução dos cortes de geração no Brasil - RT ONS DGL 0189/2025. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Maio de 2025, página 47.

Esse quadro é corroborado por análise do Instituto Acende Brasil, segundo a qual os estímulos dados à MMGD através da Lei nº 14.300/2022 fizeram a capacidade instalada desse tipo de geração superar qualquer projeção realizada pela ANEEL ou pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE):



Fonte: Instituto Acende Brasil (2023), disponível em : https://acendebrasil.com.br/wp-content/uploads/2023/10/20230914_MMGD-e-a-Estrutura-Tarifa%CC%81ria_v4.pdf

Diante do exposto, torna-se necessário o aprimoramento do sinal de preços e a racionalização dos estímulos dados à MMGD. Neste sentido, sugere-se a aplicação a todos os consumidores com MMGD, independentemente da data de conexão ao sistema de distribuição, da regra estabelecida no art. 27 da Lei nº 14.300/2022, com faixa regressiva de isenção dos custos de rede, nos seguintes termos:

- 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- 90% (noventa por cento) a partir de 2028;
- a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

Emenda	Resumo
<p>Art. XX A Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p> <p>“Art. 17. Após o período de transição de que trata o art. 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.</p> <p>.....” (NR)</p> <p>“Art. 26. As disposições constantes do art. 17 desta Lei não se aplicam até o fim do período de transição estabelecido no art. 27 para unidades beneficiárias da energia oriunda de microgeradores e minigeradores.” (NR)</p>	<p>Proposta de emenda ao Relator visando a equiparar MMGD1 e 2 à MMGD3 a partir de 2026, quando esses geradores passam a pagar os custos de rede na seguinte escala:</p> <ol style="list-style-type: none"> 60% (sessenta por cento) a partir de 2026; 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027; 90% (noventa por cento) a partir de 2028; a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.



<p>“Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:</p> <p>.....</p> <p>§ 2º (revogado)” (NR)</p> <p>Art. YY. Ficam revogados, da Lei nº 14.300, de 2022:</p> <p>I – os incisos do <i>caput</i> e os parágrafos 1º, 2º, 3º, 4º, 5º e 6º do art. 26; e</p> <p>II – o parágrafo 2º do art. 27.</p>	
<p>Dê-se nova redação aos arts. 26 e 27, ambos da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022:</p> <p>Art. 26. As disposições constantes do art. 17 desta Lei não se aplicam até 31 de dezembro de 2030 para unidades beneficiárias da energia oriunda de microgeradores e minigeradores:” (NR)</p> <p>Art. 27. Observado o disposto nos §§ 2º, 3º e 4º, o faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:</p> <p>.....</p> <p>IV – 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2026;</p> <p>V – 90% (noventa por cento) a partir de 2027;</p> <p>VI – a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2028;</p> <p>VII – (suprimir).</p>	<p>Proposta alternativa que altera o marco legal da Micro e Mini Geração Distribuída para:</p> <ul style="list-style-type: none">a) isentar MMGD1 dos custos de rede até 2030 (atualmente a isenção vai até 2045);b) Antecipar o cronograma de isenção de MMGD3 em 01 (um) ano sendo:<ul style="list-style-type: none">a. 75% em 2026 (atualmente está previsto 60%)b. 90% em 2027 (atualmente está previsto 75%)c. 100% em 2028 (atualmente está previsto 90%)c) Estabelece prazo de deferimento da MMGD2 condicionado ao início da injeção de energia em até 120 (cento e vinte) dias da emissão do orçamento de acesso ou da publicação deste parágrafo, o que ocorrer por último. Atualmente não há tal definição, o que resulta em acúmulo relevante de pedidos nas distribuidoras sem conclusão, com risco de elevação dos dispêndios da CDE e de enxurrada de ações judiciais. <p>Emendas da MP 1.300</p>



<p>.....</p> <p>§ 2º Para as unidades que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora entre o 13º (décimo terceiro) e o 18º (décimo oitavo) mês contados da data de publicação desta Lei, a aplicação do art. 17 desta Lei dar-se-á a partir de 2031, desde que iniciem a injeção de energia em até 120 (cento e vinte) dias contados da emissão do orçamento de acesso ou da publicação deste parágrafo, o que ocorrer por último.” (NR)</p>	<p>nº 114 do Deputado Reinhold Stephanes (PSD/PR)</p>
---	---

Componentes tarifárias da MMGD

Ainda quanto à MMGD, entende-se como positiva as emendas nº 31 do Deputado Kim Kataguirí (UNIÃO/SP) e nº 293 do Deputado Zé Silva (SOLIDARIEDADE/MG), ambas no sentido de alterar a Lei nº 14.300/2022 e consolidar entendimento de que, findo o período do subsídio relativo ao custeio da rede, os participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE devem ser faturados sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição, além de todas as demais componentes tarifárias relativas aos encargos setoriais, incluídos, obrigatoriamente, a Conta de Desenvolvimento Energético, o Encargo de Serviços do Sistema (ESS), o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP), os encargos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética (EE), e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

De forma complementar, as emendas ainda propõem (i) alocar na CDE o custeio das componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE, de modo que o efeito decorrente do referido custeio seja aplicável a todos os consumidores; e (ii) possibilitar a participação proporcional nos cortes operacionais aplicados pelo ONS ou pelas distribuidoras de energia elétrica, sempre que tais cortes forem necessários à preservação da segurança elétrica, ao balanceamento do sistema ou à integridade das redes locais.

Emenda	Resumo
<p>"Dê-se nova redação ao art. 17, ao caput do art. 25 e ao art. 37; e acrescente-se art. 38 à Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, todos na forma proposta pelo art. 8º da Medida Provisória, nos termos a seguir:</p> <p>"Art. 17.</p> <p>§ 1º As unidades consumidoras de que trata o caput deste artigo serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda:</p>	<p>Propõe o pagamento integral dos encargos por MMGD após transição para o período de pagamento dos custos de rede, direciona à CDE o custeio do subsídio relativo à MMGD e possibilita a participação proporcional nos cortes operacionais aplicados pelo ONS ou pelas distribuidoras de energia elétrica, sempre que necessário à preservação da segurança elétrica, ao balanceamento do sistema ou à integridade das redes locais.</p> <p>Emendas da MP 1.300</p> <p>nº 31 do Deputado Kim Kataguirí (UNIÃO/SP)</p>



I – de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação da Aneel;

II – dos encargos setoriais e sistêmicos, incluídos, obrigatoriamente, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o Encargo de Serviços do Sistema (ESS), o Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP), os encargos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética (EE), e a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

§ 1º-A. A Aneel deverá considerar, para fins de abatimento tarifário, apenas os benefícios comprovadamente quantificáveis das centrais de micro e minigeração distribuída, nos termos da metodologia de valoração definida conforme o § 2º deste artigo.” (NR)

“Art. 25. A CDE, de acordo com o disposto no art. 13, caput, incisos VI e VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, custeará temporariamente as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE, na forma prevista no art. 27, e o efeito decorrente do referido custeio pela CDE será aplicável a todos os consumidores com base na totalidade do consumo de energia elétrica suprida por meio dos sistemas de distribuição ou de transmissão.

.....” (NR)

“Art. 37. As centrais de microgeração e minigeração distribuída, individualmente ou por meio de geração compartilhada, deverão participar comercialmente e de forma proporcional dos cortes operacionais aplicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS ou pelas distribuidoras de energia elétrica, sempre que tais cortes forem necessários à preservação da segurança elétrica, ao balanceamento do sistema ou à integridade das redes locais.

§ 1º A alocação dos cortes observará critérios econômicos similares aos utilizados para fontes

nº 293 do Deputado Zé Silva (SOLIDARIEDADE/MG)



intermitentes centralizadas, tais como usinas eólicas e solares, considerando-se fatores como modulação da geração, limites operacionais e topologia da rede de distribuição.

§ 2º A Aneel deverá regulamentar o disposto neste artigo em até 180 (cento e oitenta) dias a contar da data de publicação da Lei de Conversão da Medida Provisória n 1.300, estabelecendo os procedimentos técnicos, critérios de rateio e mecanismos de monitoramento.” (NR)

“Art. 38. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação” (NR)”

Responsabilidade tarifária

Em complemento ao instrumento proposto na Medida Provisória 1.304/2025, que limita o valor total dos recursos arrecados das quotas da CDE ao orçamento definido para o ano de 2026, sugere-se a aprovação de emenda que estabelece Princípios de Responsabilidade Tarifária inspirado nos dispositivos da Lei de Responsabilidade Fiscal (LRF - Lei Complementar nº 101/2000), com o objetivo de assegurar que novos encargos ou benefícios tarifários não sejam implementados sem prévia demonstração de seu impacto econômico, orçamentário e social.

A LRF, ao legislar sobre o planejamento e a transparência das contas públicas, fundamenta-se nos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência do art. 37 da Constituição Federal. A emenda proposta transpõe esses valores para o setor elétrico, condicionando todo novo incentivo ou benefício tarifário à apresentação de estimativas claras de custo e fonte de financiamento. Neste sentido, é estabelecida a exigência de que qualquer ato de concessão de benefício tarifário seja acompanhado de estimativa de impacto orçamentário-financeiro para o exercício de vigência e para os dois subsequentes, com as premissas e metodologia de cálculo explicitadas. Esta previsão transplanta para o setor elétrico a exigência de planejamento plurianual típica da LRF, conferindo previsibilidade e permitindo a avaliação técnica prévia pelos órgãos de controle e pelo Congresso Nacional.

Ao impor que seja explicitado o impacto na tarifa de energia elétrica dos consumidores afetados, a emenda fortalece a defesa dos interesses dos usuários e impede que benefícios concedidos a grupos específicos sejam suportados sem o devido conhecimento e aprovação prévia dos que arcarão com o ônus.

Adicionalmente, a exigência de indicação expressa da fonte de recurso impede desequilíbrios financeiros e riscos de déficit setorial que possam onerar a tarifa futura. Esse mecanismo espelha o cuidado fiscal previsto na LRF, garantindo que toda despesa — neste caso, benefício tarifário — tenha cobertura orçamentária definida, sem comprometer o equilíbrio econômico-financeiro do setor.

Por fim, a proposta veda a implementação de novos benefícios sem o atendimento prévio das exigências técnicas, criando freio regulatório que fortalece a governança do Poder Legislativo e da ANEEL, além de assegurar atendimento a demandas de parlamentares e de órgãos executivos na elaboração de estimativas e estudos técnicos, promovendo interlocução ágil entre os Poderes e órgãos de fiscalização.



Emenda	Resumo
<p>"Acrescentem-se, onde couber, na Medida Provisória os seguintes artigos: "Art. Inclua-se o seguinte artigo na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, por meio do art. 1º da Medida Provisória nº 1.304, de 11 de julho de 2025: Art. 1º....."</p> <p>"Art. 13-B A concessão, criação, ampliação, expansão ou prorrogação de qualquer incentivo ou benefício de natureza tarifária que acarrete o aumento da tarifa de energia elétrica será acompanhada de:</p> <p>I – estimativa do impacto orçamentário-financeiro no exercício em que deva entrar em vigor e nos dois subsequentes;</p> <p>II – impacto no custo da tarifa de energia elétrica dos consumidores afetados; e</p> <p>III – fonte de recurso.</p> <p>§ 1º O não atendimento do disposto no caput impede a implementação do incentivo ou benefício de natureza tarifária.</p> <p>§ 2º A estimativa de que trata o inciso I do caput será acompanhada das premissas e metodologia de cálculo utilizadas.</p> <p>§ 3º Sempre que solicitado por órgão do Poder Legislativo, ou um de seus membros, ou órgão do Poder Executivo, a Aneel elaborará a estimativa de impacto orçamentário-financeiro a que se refere o inciso I do caput.' (NR)."</p>	<p>Introduz ferramentas da Lei de Responsabilidade Fiscal no processo de criação de subsídios custeados pela tarifa de energia elétrica ou pela CDE.</p> <p>Emendas da MP 1.304</p> <p>nº 179 do Deputado Pedro Uczai (PT/SC)</p> <p>nº 319 do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP)</p>

Restrições de geração – *curtailment e constrained-off*

O corte ou restrição de geração de energia elétrica é um fenômeno complexo e inerente à operação do Sistema Interligado Nacional. Essa limitação decorre de diversos fatores, como restrições na capacidade de transmissão, critérios conservadores de operação adotados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, aumento exponencial da MMDG, crescimento das fontes renováveis não despacháveis e da necessidade de equilibrar, em tempo real, a oferta e a demanda de energia elétrica.

No caso da MMDG, seu avanço tem papel relevante na composição da oferta e reduz a carga líquida em determinados períodos do dia. Nesses momentos, o ONS precisa ajustar a produção das usinas centralizadas para manter o balanço carga–geração. O Plano da Operação Energética (PEN 2024–2028) projeta aumento significativo da participação de renováveis intermitentes ao longo do horizonte,



contexto em que as manobras de *curtailment* tendem a se tornar mais frequentes e relevantes para a segurança operativa.

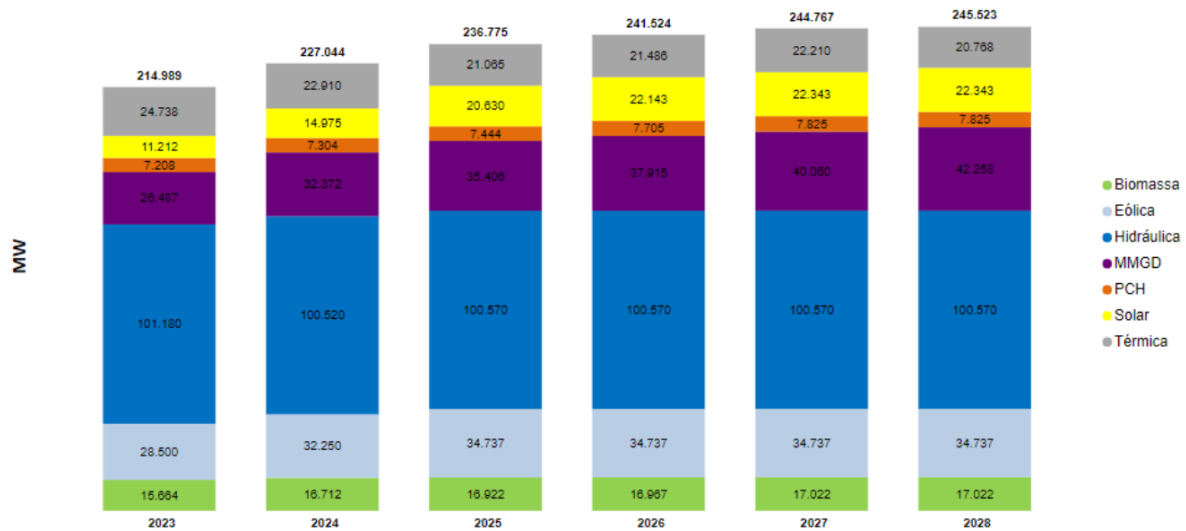


Figura 1: Evolução Anual da Matriz Elétrica

Fonte: Painéis Dinâmicos do Plano da Operação Energética (PEN 2024-2028)

Hoje, os cortes operacionais incidem sobretudo sobre geradores centralizados, com a exclusão da MMGD e das fontes não despachadas centralizadamente. A consequência é uma assimetria de impactos econômicos: quando há sobreoferta e necessidade de restrição por razão energética, os custos recaem único e exclusivamente sobre a geração centralizada, embora a MMGD e as demais fontes não despachadas centralizadamente também contribuam para o quadro de sobreoferta em certos períodos.

Diante dessa assimetria, entende-se desejável que a geração descentralizada (MMGD e renováveis não despacháveis) participe de mecanismos de limitação e de partilha de efeitos econômicos associados a cortes por razão energética, garantindo equidade regulatória entre agentes. Para tanto, sugere-se conferir base legal que autorize o ONS a requisitar às distribuidoras a limitação da geração de MMGD e mesmo fontes renováveis não despacháveis, quando necessário à segurança e eficiência do sistema, além de prever mecanismos de rateio econômico entre todos os agentes, ajustando contabilizações entre microgerações, geração descentralizada e centralizadas. No curto prazo, ainda que cortes físicos de MMGD possam não ser factíveis de forma ampla, é viável introduzir ajustes contábeis no SCEE da Lei nº 14.300/2022, de modo que a apuração de créditos considere cortes por razão energética nos períodos críticos. Trata-se de proposta legislativa/regulatória compatível com a realidade operativa atual.

Adicionalmente, é fundamental que a discussão evolua para contemplar também as situações decorrentes de indisponibilidade externa e de requisitos de confiabilidade elétrica, assegurando um tratamento amplo e equitativo entre os diversos agentes do setor. Com base neste diagnóstico, elencamos abaixo as emendas que convergem para o tratamento regulatório sugerido.

Por fim, em que pese a solução estruturante apresentada nas emendas abaixo, o Congresso pode ainda discutir uma repactuação dos desligamentos observados até o presente momento. A experiência do mecanismo de repactuação do risco hidrológico (GSF) — via mecanismo concorrencial com títulos negociados pela CCEE, com extensão de outorga em troca de renúncia a ações e mitigação tarifária — oferece precedente a considerar. Caso se avance nessa frente, recomenda-se limitar o escopo às



consequências financeiras de restrições de natureza técnica (indisponibilidade externa ou requisitos de confiabilidade), excluindo os cortes por razão energética, por se tratar de risco de mercado típico da atividade empresarial, que não deve ser transferido aos consumidores.

Emenda	Resumo
<p>Art. 9º-1. A Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, passa a vigorar com as seguintes adições:</p> <p>‘Art. 28. B No exercício da competência de acionamento intermediado das redes de distribuição de energia elétrica, de que trata o artigo 13 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) poderá comandar, às Distribuidoras de Energia Elétrica, a execução de redução ou limitação da geração da microgeração e minigeração distribuídas, sempre que necessária à garantia da segurança e da eficiência do sistema elétrico nacional.</p> <p>§ 1º Até que seja plenamente operacionalizado o acionamento intermediado das redes de distribuição de energia elétrica, será apurado e aplicado mecanismo contábil de rateio dos impactos econômicos advindos da redução ou limitação da geração (“curtailment” ou “constrained-off”) entre todas as fontes de geração em regime de outorga e a microgeração e minigeração distribuídas, a ser definido pela ANEEL em até 3 (três) meses contados da publicação deste artigo.</p> <p>§ 2º O rateio previsto no § 1º resultará em redução contábil da energia elétrica ativa injetada pela microgeração e minigeração distribuídas, para fins de apuração do SCEE, e elevação contábil da energia elétrica ativa gerada pelas fontes centralizadas de geração em regime de outorga, para fins de contabilização dos contratos e do Mercado de Curto Prazo (MCP) na CCEE.’ (NR)”</p>	<p>Permite ao ONS comandar distribuidoras para limitar geração de MMGD quando necessário à segurança e eficiência do sistema. Prevê mecanismo de rateio econômico pela ANEEL em 3 meses, ajustando contabilizações entre microgerações e fontes centralizadas.</p> <p>Emendas da MP 1.300</p> <p>nº 238 do Deputado Zé Silva (SOLIDARIEDADE/MG)</p> <p>nº 424 do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP)</p> <p>nº 455 do Deputado Reinhold Stephanes (PSD/PR)</p>
<p>Acrescente-se, onde couber, na Medida Provisória o seguinte artigo:</p> <p>“Art. A unidade consumidora com geração própria de energia elétrica, conectada à rede de distribuição, inclusive as participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE,</p>	<p>Visa a inserir previsão legal que permita, por necessidade sistêmica, a redução ou o corte temporário da geração própria de energia elétrica conectada à rede de distribuição, incluindo a MMGD</p> <p>Emendas da MP 1.300</p>



poderá ter sua injeção de potência na rede elétrica reduzida ou interrompida temporariamente, por comandos da concessionária de distribuição de energia elétrica, inclusive por determinação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, conforme o caso, quando caracterizada a necessidade sistêmica para garantia da segurança operacional do sistema elétrico ou da manutenção da qualidade do serviço de distribuição.

§ 1º A redução ou interrupção prevista no caput deverá ser realizada mediante atuação, direta ou indireta das distribuidoras, em coordenação com o ONS, com base em critérios técnicos e operacionais definidos em regulamento da ANEEL, assegurada a publicidade e a transparência dos procedimentos.

§ 2º A distribuidora deverá informar o consumidor-gerador sempre que ocorrer a aplicação da medida prevista neste artigo, indicando os motivos técnicos que a fundamentaram.

§ 3º A aplicação da medida não ensejará direito à indenização ao consumidor-gerador, salvo em caso de descumprimento injustificado dos critérios regulamentares pela distribuidora.”

nº 273 do Senador Jorge Kajuru (PSB/GO)
nº 372 do Senador Laércio Oliveira (PP/SE)

Armazenamento de energia

Como resposta aos desafios impostos pela transição energética, com a inserção maciça de fontes renováveis e intermitentes e a elevação do fenômeno do corte ou restrição de geração de energia em momentos de maior incidência solar, a solução estruturante para o Sistema Interligado Nacional passa pela implementação de Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (SAE), seja na forma de baterias (BESS – Battery Energy Storage Systems), tecnologia em rápida evolução, seja na forma de armazenamento hidráulico (SAEH), por meio de usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs), rota tecnológica madura e com cadeia produtiva consolidada.

No mundo, os sistemas de armazenamento hidráulico (SAEH) são a principal forma de armazenamento de energia, representando mais de 90% do armazenamento energético mundial, segundo dados da Associação Internacional de Energia Hidrelétrica (IHA,2024). Essa tecnologia apresenta inúmeras vantagens, com destaque para (i) longa vida útil do ativo físico, com mais de 40 anos de funcionamento; (ii) sustentabilidade ambiental, por utilizar a água como recurso; (iii) capacidade de armazenar energia por muitas horas; (iv) reforço à cadeia produtiva de equipamentos e construção civil pesada; e (v) fornecimento firme de atributos de flexibilidade e capacidade aos sistemas elétricos.

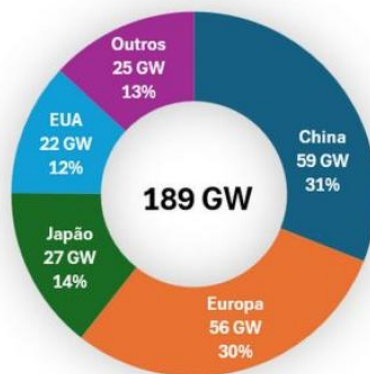


Em contexto de transição energética, os sistemas de armazenamento hidráulico registram crescimento contínuo. Em 2024, alcançaram **189,41 GW** de potência instalada no mundo, com expansão intensificada nos últimos anos, dada a necessidade de integração das fontes renováveis intermitentes, especialmente a solar e a eólica⁴.



Fonte: Relatório Anual da IHA (2024).

Participação na Capacidade Instalada Mundial



Fonte: Relatório Anual da IHA (2024).

Além do fornecimento de recursos de potência, flexibilidade, essas soluções proporcionam a integração de fontes renováveis intermitentes, uma solução eficiente para o equilíbrio entre oferta e demanda de energia, evitando o fenômeno do *curtailment* ao deslocar a produção excedente das horas diurnas para períodos de maior carga ou para momentos em que a geração renovável não é suficiente para atender às necessidades do sistema.

Atualmente, a ausência de base legal específica eleva riscos, desestimula investimentos e retarda o desenvolvimento da tecnologia. Persistem indefinições, sobretudo quanto ao regime de outorga e à incidência de tarifas pelo uso das redes de transmissão e de distribuição, o que tem limitado a adoção de

⁴ Dados e imagens do artigo “Relevância estratégica dos sistemas de armazenamento de energia hídrica”, publicado no Broadcast Energia do Grupo de Estudos do Setor Elétrico GESEL/UFRJ. Disponível em: <https://energia.aebroadcast.com.br/tabs/news/747/53484388>. Acesso em: 12 de set. 2025.



projetos. Impõe-se, portanto, a institucionalização do agente de armazenamento de energia elétrica, aplicável tanto a baterias do tipo BESS quanto a usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs). Nesse sentido, o conjunto de emendas apresentadas à Medida Provisória nº 1.300/2025 demonstra a relevância e a urgência do tema:

1. nº 85 do Deputado Vitor Lippi (PSDB/SP);
2. nº 124 do Deputado Alceu Moreira (MDB/RS);
3. nº 255 do Deputado Júlio César (PSD/PI);
4. nº 261 da Deputada Marussa Boldrin (MDB/GO);
5. nº 267 do Deputado Júlio César (PSD/PI);
6. nº 268 do Deputado Júlio César (PSD/PI);
7. nº 272 do Deputado Daniel Almeida (PCdoB/BA);
8. nº 282 da Senadora Eliziane Gama (PSD/MA);
9. nº 291 do Deputado Max Lemos (SOLIDARIEDADE/RJ);
10. nº 314 do Deputado Evair Vieira de Melo (PP/ES);
11. nº 322 do Senador Irajá (PSD/TO);
12. nº 353 do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP);
13. nº 359 do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP);
14. nº 407 do Deputado Danilo Forte (UNIÃO/CE);
15. nº 480 do Deputado Heitor Schuch (PSB/RS);
16. nº 519 do Deputado Heitor Schuch (PSB/RS);
17. nº 544 do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP);
18. nº 551 do Senador Mecias de Jesus (REPUBLICANOS/RR);
19. nº 564 do Deputado Rodrigo Valadares (UNIÃO/SE);
20. nº 565 do Deputado Rodrigo Valadares (UNIÃO/SE).

A partir das proposições acima, foi elaborada proposta que consolida elementos das emendas listadas e visa institucionalizar o agente armazenador de energia elétrica, admitindo operação autônoma, associação a empreendimentos de geração, transmissão ou distribuição, novos ou existentes, e a configuração de “usinas virtuais” sob coordenação de agregadores de recursos energéticos vinculados a comercializadores de energia elétrica.

Além de sanar questões de outorga e de remuneração pelos serviços e produtos de armazenamento, a proposta reconhece a centralidade do agente armazenador na transição energética: solução para a intermitência das renováveis, para os cortes de geração — *curtailment* e *constrained-off* — e para a integração eficiente dessas fontes.

Por fim, no que tange ao armazenamento hidráulico por usinas hidrelétricas reversíveis, a proposta fecha a lacuna legal ao explicitar que tais empreendimentos, ainda que isolados de cursos d’água, utilizam recursos hídricos e, embora menores que reservatórios convencionais, provocam alagamentos. Deve, portanto, ser mantida a incidência e a obrigação de pagamento do Uso do Bem Público (UBP) e da Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos (CFURH).

Emenda	Resumo
Art. xxx. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:	Proposta de emenda ao Relator recomendando a institucionalização do Agente Armazenador de Energia Elétrica.



“Art. 2º- A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição comercialização, armazenamento de energia elétrica e a agregação de recursos energéticos, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.” (NR)

[...]

Art. xxx. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 4-B. Fica instituído a figura do Agente Armazenador de Energia Elétrica, pessoa jurídica que disponha de estruturas, equipamentos, dispositivos e tecnologias que utilizam energia elétrica para armazenamento em qualquer meio para posterior reconversão e injeção de energia elétrica na rede, autoconsumo ou prestação de serviços ao sistema elétrico.

§ 1º Para atuação do Agente Armazenador de Energia Elétrica ficam estabelecidos os seguintes perfis:

I - Armazenamento de Energia Elétrica Autônomo: a pessoa jurídica que obtenham concessão, autorização ou registro para armazenamento de energia elétrica de empreendimento conectado à rede elétrica de transmissão ou distribuição, cuja finalidade seja prestar serviços ao Sistema Elétrico Nacional (SIN) ou comercializar energia elétrica resultante do armazenamento, nos termos da legislação em vigor.

II - Armazenamento em instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica: concessionária ou permissionária do serviço público de transmissão ou distribuição de energia elétrica, proprietária de sistemas de armazenamento de energia elétrica instalados em pontos da rede elétrica de modo a substituir ou complementar instalações de transmissão e de distribuição, ampliando, reforçando ou melhorando a capacidade e a qualidade de transmissão e de distribuição, bem como provendo outros serviços ao SIN.



III – Agregador de Recursos Energéticos: conjunto de agentes de consumo com cargas despacháveis, com ou sem sistemas de armazenamento de energia elétrica, agregados sob agente comercializador de energia elétrica de modo a poder ser modelado como central geradora despachável pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS ou por concessionária ou permissionária de distribuição energia elétrica.

§ 2º Sem prejuízo de alteração das características técnicas, fica dispensado de outorga o sistema de armazenamento de energia elétrica de Autoprodutor ou Produtor Independente de Energia Elétrica detentor de outorga, desde que esteja localizado em área contígua à central geradora.

§ 3º O armazenamento em instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica são entendidos como bens reversíveis integrantes das respectivas outorgas para prestação de serviço público e não sujeitos ao pagamento de tarifas pelo uso do sistema de transmissão ou de distribuição.

§ 4º É assegurado ao Armazenamento de Energia Elétrica Autônomo o direito de acesso às redes de distribuição e de transmissão.

§ 5º Fica mantida a incidência e a obrigação do pagamento do Uso do Bem Público (UBP) e de Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos (CFRUH) para o Agente Armazenador de Energia Elétrica que utilize sistema de armazenamento de energia hidráulico, na forma de usinas hidroelétricas reversíveis, mesmo que completamente isolado de cursos de rios ou similares.

..... (NR)

Alocação de custos de reserva de capacidade

Também como resposta aos desafios impostos pela transição energética e pela inserção maciça de fontes renováveis e intermitentes e visando a um melhor ambiente de negócios por meio da alocação eficiente dos custos de operação do SIN, faz-se necessário reformular os critérios de rateio do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP).



Atualmente, a legislação determina o rateio proporcional ao consumo medido no Sistema Interligado Nacional. No entanto, esse critério ignora a dinâmica real da operação do sistema elétrico, uma vez que a contratação adicional de potência e flexibilidade ocorre justamente para garantir a segurança do sistema elétrico nos momentos de grande variação da geração de energia que, por sua vez, tem origem na geração intermitente eólica e solar, seja ela distribuída ou centralizada.

A proposta visa substituir o modelo atual baseado unicamente no consumo por metodologia que leve em conta a contribuição do perfil de carga dos consumidores nos horários de maior criticidade do sistema, o que proporciona sinal econômico eficaz, orientando os consumidores a ajustar seu consumo conforme a disponibilidade da oferta, sobretudo nos horários de maior estresse do sistema. Em termos aplicados, propõe-se que o rateio do ERCAP considere os momentos de maior criticidade da demanda, refletindo os custos reais de manutenção da segurança do suprimento. Essa abordagem incentiva o deslocamento do consumo para horários de menor demanda, aliviando o sistema, reduzindo custo e promovendo eficiência energética.

Emenda	Resumo
<p>Dê-se nova redação ao § 4º do art. 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004:</p> <p>“Art. 3º-A.</p> <p>.....</p> <p>§ 4º O poder concedente definirá, em regulamento, critério de rateio dos custos que considere, além da proporção do consumo de que trata § 3º, a contribuição do perfil de carga, verificada nos períodos de maior demanda energética do sistema elétrico, dos usuários de que trata o caput para a necessidade de contratação da reserva de capacidade.” (NR)</p>	<p>Propõe que o rateio do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP) considere os momentos de maior criticidade da demanda do sistema elétrico, distribuindo o custo de forma proporcional aos agentes que mais pressionam o sistema nos horários críticos.</p> <p>Essa medida contribui para uma alocação mais justa e eficiente dos custos, ao direcionar o encargo proporcionalmente aos agentes que mais pressionam o sistema nos horários críticos. Também reforça sinais econômicos coerentes com o dimensionamento da capacidade necessária ao atendimento da carga.</p> <p>Emendas da MP 1.300</p> <p>nº 42 do Deputado Marcel van Hattem (NOVO/RS)</p> <p>nº 411 do Deputado Zé Adriano (PP/AC)</p> <p>nº 556 do Senador Mecias de Jesus (REPUBLICANOS/RR)</p>

Formação de preço por oferta de mercado

Visando a implementar mecanismos de mercado na formação de preço e definição do planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional, aproximando o setor elétrico brasileiro a modelos mais maduros, como o europeu e americano, entende-se como positivas as emendas nº 398, do Deputado Célio Studart (PSD/CE), e nº 593, do Deputado Reginaldo Lopes (PT/MG), que alteram a Lei nº 10.848/2024 para possibilitar que o atual modelo baseado em modelos matemáticos do operador do sistema possa caminhar para modelo de formação por oferta de preços e quantidades, o que



proporcionaria maior eficiência no uso dos recursos e na sinalização econômica dos agentes, com a consequente redução dos custos da operação e impactos positivos na tarifa dos consumidores finais.

Emenda	Resumo
<p>Art. 9º-1. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:</p> <p>Art. 1º</p> <p>.....</p> <p>§ 4º</p> <p>I – a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis, buscando minimizar o montante de Encargos de Serviço do Sistema (ESS).</p> <p>.....</p> <p>§ 5º-A. A definição dos preços de que trata o § 5º poderá se dar por meio de:</p> <p>I – regra de cálculo explícita que minimize o custo da operação de forma centralizada; ou;</p> <p>II – ofertas de quantidades e preços feitas por agentes de geração e por cargas que se habilitem como interruptíveis, com mecanismos de monitoramento de mercado que restrinjam práticas anticoncorrenciais.</p> <p>§ 5º-B. Deverá ser promovida licitação para compra, manutenção e aprimoramento de modelos computacionais aplicados à otimização dos usos dos recursos eletro-energéticos de que trata o inciso I do § 4º e à definição de preços de que trata o § 5º-A.</p> <p>§ 5º-C. A utilização da definição de preços nos termos do inciso II do § 5º-A:</p> <p>I – será precedida de estudo específico sobre alternativas para sua implementação realizado pelo Poder Concedente em até 12 meses após a entrada em vigor deste inciso;</p> <p>II – exigirá realização de período de testes não inferior a um ano, antes de sua aplicação; e;</p>	<p>Possibilita avaliar a operação do SIN por meio do modelo de preço por oferta, desde que a transição esteja condicionada a avaliações técnicas robustas que demonstrem, de forma clara, os impactos, benefícios e riscos envolvidos</p> <p>Emendas da MP 1.300</p> <p>nº 398 do Deputado Célio Studart (PSD/CE)</p> <p>nº 593 do Deputado Reginaldo Lopes (PT/MG)</p>



III – logo após o período de testes, será decidido, com a sociedade, se a definição dos preços seguirá o inciso I do § 5º-A ou o inciso II do § 5º-A. (NR)

Melhoria dos mecanismos de contratações do setor elétrico

Visando a aprimorar o regime legal de contratação de energia elétrica, de modo a condicionar o procedimento licitatório às necessidades reais dos consumidores e aos estudos de planejamento setorial, entende-se como necessária as emendas nº 202, do Deputado Pedro Uczai (PT/SC), e nº 315, do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP). As propostas coadunam-se com os princípios constitucionais da eficiência (art. 37, caput, CF) e da economicidade (art. 70, CF) e com o dever de boa governança ao definir que as contratações devem considerar o produto e o requisito a ser contratado, evitando que escolhas de projeto ou fonte sejam motivadas por interesses específicos, onerando injustificadamente a tarifa.

A redação proposta exige que o Poder Concedente defina, em cada licitação, “os requisitos e atributos operacionais, sistêmicos e ambientais” com base em estudos de planejamento setorial e em critérios técnicos e econômicos. Assim, prioriza a contratação de produtos de energia que efetivamente atendam às características de suprimento demandadas pelo sistema, reduzindo desperdícios e custos desnecessários. Ao explicitar no edital os atributos exigidos, facilita-se o controle social e institucional, bem como a fiscalização pelos órgãos de regulação e de controle.

Ao vincular a formulação dos editais às “necessidades identificadas pelo planejamento setorial”, assegura que as contratações promovidas pelo poder público reflitam a demanda verdadeira – seja de carga, capacidade, armazenamento ou flexibilidade. Isso protege os consumidores de eventuais sobrecontratações ou de projetos descoordenados com a evolução da carga e das condições de geração.

O parágrafo único preserva a prerrogativa do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), nos termos do inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478/1997, para indicar contratações estratégicas de caráter excepcional. Dessa forma, mantém-se a flexibilidade necessária para atender a diretrizes de interesse nacional definidas pelo Conselho, sem abdicar do princípio geral de planejamento e eficiência.

Por fim, ao se evitar contratações desencontradas da real necessidade de suprimento, mitiga-se a exigência de repasse de custos adicionais à tarifa de energia elétrica, protegendo todos os consumidores e contribuindo para a modicidade tarifária e para o equilíbrio econômico-financeiro do setor.

Emenda	Resumo
"Acrescente-se, onde couber, na Medida Provisória o seguinte artigo: "Art. A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações: 'Art. 3º-D. Na elaboração dos procedimentos licitatórios destinados à contratação energia elétrica ou de reserva de capacidade, na forma de potência ou de flexibilidade, o Poder Concedente definirá, a partir da necessidade identificada pelo	Define critérios de contratação que considere o produto e requisito a ser contratado e não o tipo de fonte. Emendas da MP 1.304 nº 202 do Deputado Pedro Uczai (PT/SC) nº 315 do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP)



<p>planejamento setorial e de critérios técnicos e econômicos, os requisitos e atributos operacionais, sistêmicos e ambientais, dentre outros, que comporão os produtos a serem contratados.</p> <p>Parágrafo único. O disposto no caput não se aplica às contratações indicadas pelo Conselho Nacional de Política Energética, nos termos do inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.’ (NR)”</p>	
--	--

Desestatização da Eletrobras

Por fim, quando do desenho do modelo de desestatização da Eletrobras, a Lei 14.182/2021 estabeleceu como condição, além do aumento do capital social por meio de subscrição pública de ações ordinárias com renúncia do direito de subscrição pela União, uma série de contratações a serem suportadas pelo setor elétrico, como contrapartida para se viabilizar o procedimento.

Ocorre que o processo de desestatização foi bem-sucedido e encontra-se consolidado, de maneira que se torna desnecessário efetivar as contratações previstas no § 1º do art. 1º da Lei. Visando a retirar pressão sobre o preço final da energia mediante contratações não técnicas e não sinalizadas pelo planejamento do setor, entende-se oportuno dispensar as contratações previstas originalmente no processo.

Emenda	Resumo
<p>Dê-se nova redação à Medida Provisória nos termos dos itens 1 e 2 a seguir.</p> <p>Item 1 – Dê-se nova redação ao caput do § 1º do art. 1º, ao caput do art. 1º-A e ao art. 23, todos da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, na forma proposta pelo art. 2º da Medida Provisória, nos termos a seguir:</p> <p>“Art. 1º</p> <p>§ 1º A desestatização da Eletrobras, executada na modalidade de aumento de capital, por meio de subscrição pública de ações ordinárias com renúncia do direito de subscrição pela União, não condicionado a quaisquer contratações de geração.</p> <p>.....” (NR)</p> <p>“Art. 1º-A. Novas contratações de energia elétrica serão definidas com base nos requisitos do sistema, identificados pelo planejamento setorial,</p>	<p>Dispensa de contratações não sinalizadas pelo planejamento do setor elétrico previstas no processo de desestatização da Eletrobras.</p> <p>Emendas da MP 1.304</p> <p>nº 428 do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP), com adaptações.</p>



a partir de critérios técnicos e econômicos estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, nos termos do disposto no art. 3º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

.....” (NR)

“Art. 23. A sociedade de economia mista ou a empresa pública de que trata o caput do art. 9º desta Lei deverá assumir a titularidade dos contratos de compra de energia do Proinfa, de que trata o art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, vigentes na data de publicação desta Lei.” (NR)

Item 2 – Dê-se ao art. 6º da Medida Provisória a seguinte redação:

“Art. 6º Ficam revogados os parágrafos § 14, §15, § 16, § 19, § 20 do art 1º, o parágrafo único do art. 1ª-A, art. 20, art. 21 e todos os incisos do art. 23 da Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021; e o art. 22 da Lei 15.097 de 10 de janeiro de 2025.”

Conclusão

Esta Nota visa a contribuir com debate relativo à modernização do setor elétrico brasileiro e foi desenvolvida a partir da análise detalhada das mais de 1.000 emendas apresentadas no âmbito das Medidas Provisórias nº 1.300/2025 e nº 1.304/2025.

Entende-se como necessário o conjunto de medidas propostas na Medidas Provisórias, a saber: (i) **justiça tarifária**, com a alteração a Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) para isentar o consumo de até 80kWh/mês às famílias inscritas no CadÚnico e com renda *per capita* de até ½ (meio) salário-mínimo, indígenas e quilombolas; e isenção do custeio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) relativo ao consumo de até 120kWh/mês para famílias com renda per capita entre ½ (meio) e 1 (um) salário mínimo e inscritas no CadÚnico; (ii) **abertura de mercado**, mediante o estabelecimento de cronograma determinando à abertura plena de mercado de baixa tensão para consumidores comerciais e industriais após 01/08/26 e consumidores residenciais após 01/12/27; instituição do Supridor de Última Instância (SUI); estabelecimento da separação contábil entre atividades de distribuição e comercialização; institucionalização do Encargo de Sobrecontratação a ser suportado pelo ACL e ACR; modernização da estrutura tarifária, atribuindo à ANEEL flexibilidade para definir modalidades de tarifas diferenciadas, inclusive por horário, por áreas críticas de perdas não técnicas e inadimplência, além da possibilidade de fornecimento pré-pago; (iii) **revisão de subsídios e subvenções**, com a readequação das regras do desconto da TUST/TUSD para os consumidores das fontes incentivadas; regra de transição e extinção do critério de tensão para rateio dos custos da CDE; ajuste nos critérios para definição da autoprodução por equiparação; redistribuição entre ACR e ACL de encargos do setor relativos à Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) e a contratação de Angra 1 e 2; (iv) **responsabilidade tarifária**, mediante o estabelecimento de teto de gastos da CDE; institucionalização de Encargo de Complemento de Recursos a ser custeado pelos agentes beneficiados pela CDE na hipótese de ultrapassagem do teto; e (v) **regras**



diversas, como o aprimoramento do mecanismo de repactuação do risco hidrológico e promoção de eficiência no uso da energia para atividades rurais de irrigação e aquicultura.

Sem embargo, dada a gigante transformação observada no setor com o advento da transição energética e a inserção maciça das fontes renováveis e intermitentes, **faz-se também necessário e urgente avançar em outros temas**, os quais listamos:

- **Desconto de TUST/TUSD das fontes incentivadas**, tendo como soluções alternativas à proposta da Medida Provisória nº 1.300/2025, as emendas:
 - nº 10 do Deputado Jadyel Alencar (REPUBLICANOS/PI), que estabelece teto de R\$ 35/MWh para o desconto na TUST/TUSD dos consumidores de energia incentivada, ajustando-se o prazo de entrada em vigor do dispositivo;
 - nº 421 do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP), que estabelece teto de R\$ 40/MWh para o desconto na TUST/TUSD dos consumidores de energia incentivada e redução gradual de R\$ 5/MWh a partir de 01/01/2030;
 - nº 73 do Deputado Toninho Wandscheer (PP/PR), nº 260 da Deputada Marussa Boldrin (MDB/GO), nº 313 do Deputado Evair Vieira de Melo (PP/ES), nº 342 do Deputado Sanderson (PL/RS), nº 343 do Deputado Sanderson (PL/RS), nº 552 do Senador Mecias de Jesus (REPUBLICANOS/RR) que propõem que os descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição sejam reduzidos em 10 pontos percentuais por ano, até sua extinção em 10 anos;
- **Estabelecimento de termo final de subvenções**, conforme proposta de emenda ao Relator recomendando a extinção em 4 (quatro) anos das subvenções relativas a (i) concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica com mercado próprio anual inferior a 350 GWh (trezentos e cinquenta gigawatts-hora) e cooperativas de eletrificação rural; e (ii) descontos especiais nas tarifas de energia elétrica aplicáveis às unidades consumidoras classificadas na Classe Rural concedidos ao consumo que se verifique na atividade de irrigação e aquicultura, salvo quando associado à agricultura familiar ou assentamentos de reforma agrária;
- **Antecipação do fim dos benefícios da MMGD**:
 - conforme proposta emenda ao Relator visando a equiparar MMGD1 e 2 à MMGD3 a partir de 2026, quando esses geradores passam a pagar os custos de rede na seguinte escala: 60% (sessenta por cento) a partir de 2026; 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027; 90% (noventa por cento) a partir de 2028; a regra disposta no art. 17 desta Lei 14.300/2022 a partir de 2029;
 - ou, alternativamente, nos termos da emenda nº 114 do Deputado Reinhold Stephanes (PSD/PR), que altera o marco legal da Micro e Mini Geração Distribuída para: isentar MMGD1 dos custos de rede até 2030 (atualmente a isenção vai até 2045); antecipar o cronograma de isenção de MMGD3 em 01 (um) ano sendo: 75% em 2026 (atualmente está previsto 60%), 90% em 2027 (atualmente está previsto 75%) e 100% em 2028 (atualmente está previsto 90%); e estabelece prazo de deferimento da MMGD2 condicionado ao início da injeção de energia em até 120 (cento e vinte) dias da emissão do orçamento de acesso ou da publicação deste parágrafo, o que ocorrer por último;
- **Componentes tarifárias da MMGD**, nos termos das emendas nº 31, do Deputado Kim Kataguiri (UNIÃO/SP), e nº 293, do Deputado Zé Silva (SOLIDARIEDADE/MG), que propõem o pagamento



integral dos encargos por MMGD após transição para o período de pagamento dos custos de rede e direciona à CDE o custeio do subsídio relativo à MMGD;

- **Responsabilidade tarifária**, conforme emendas nº 179, do Deputado Pedro Uczai (PT/SC), e nº 319, do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP), que introduzem ferramentas da Lei de Responsabilidade Fiscal no processo de criação de subsídios custeados pela tarifa de energia elétrica ou pela CDE;
- **Restrições de geração – curtailment e constrained-off**, nos termos das emendas:
 - nº 238, do Deputado Zé Silva (SOLIDARIEDADE/MG), nº 424, do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP), e nº 455, do Deputado Reinhold Stephanes (PSD/PR), que permitem ao ONS comandar distribuidoras para limitar geração de MMGD quando necessário à segurança e eficiência do sistema. Preveem também mecanismo de rateio econômico a ser regulado pela ANEEL em 3 meses, ajustando contabilizações entre microgerações e fontes centralizadas; e
 - nº 273, do Senador Jorge Kajuru (PSB/GO), e nº 372, do Senador Laércio Oliveira (PP/SE), que buscam inserir previsão legal que permita, por necessidade sistêmica, a redução ou o corte temporário da geração própria de energia elétrica conectada à rede de distribuição, incluindo a MMGD;
- **Armazenamento de energia**, conforme proposta de emenda ao Relator recomendando a institucionalização do Agente Armazenador de Energia Elétrica) e a manutenção da incidência e obrigação do pagamento do Uso do Bem Público (UBP) e de Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos (CFURH) para o Agente Armazenador de Energia Elétrica que utilize sistema de armazenamento de energia hidráulico, na forma de usinas hidrelétricas reversíveis, mesmo que completamente isolado de cursos de rios ou similares;
- **Alocação de custos de reserva de capacidade**, nos termos das emendas nº 42, do Deputado Marcel van Hattem (NOVO/RS), nº 411, do Deputado Zé Adriano (PP/AC), e nº 556, do Senador Mecias de Jesus (REPUBLICANOS/RR) que propõem que o rateio do Encargo de Potência para Reserva de Capacidade (ERCAP) considere os momentos de maior criticidade da demanda do sistema elétrico, distribuindo o custo de forma proporcional aos agentes que mais pressionam o sistema nos horários críticos;
- **Formação de preço por oferta de mercado**, conforme emendas nº 398, do Deputado Célio Studart (PSD/CE), e nº 593, do Deputado Reginaldo Lopes (PT/MG), que possibilitam avaliar a operação do SIN por meio do modelo de preço por oferta, desde que a transição esteja condicionada a avaliações técnicas robustas que demonstrem, de forma clara, os impactos, benefícios e riscos envolvidos;
- **Melhoria dos mecanismos de contratações do setor elétrico**, nos termos das emendas nº 202, do Deputado Pedro Uczai (PT/SC), e nº 315, do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP), que definem critérios de contratação que considere o produto e requisito a ser contratado e não o tipo de fonte; e
- **Desestatização da Eletrobras**, conforme emenda nº 428 (com adaptações), do Deputado Arnaldo Jardim (CIDADANIA/SP), que dispensa as contratações de energia ainda não realizadas.