

# AS ENERGIAS RENOVÁVEIS VARIÁVEIS E OS NOVOS DESAFIOS DA INTEGRAÇÃO E REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO<sup>1</sup>

Nelson Siffert<sup>2</sup>

Katia Rocha<sup>3</sup>

## SINOPSE

O artigo analisa os desafios técnico-operacionais, econômico-financeiros e regulatórios decorrentes da rápida expansão das energias renováveis variáveis (ERVs), especialmente eólica e solar fotovoltaica (centralizada e distribuída), na matriz elétrica brasileira. Em 2025, a capacidade instalada dessas fontes atingiu 87,7 GW, podendo suprir, em determinados momentos do dia, mais de 50% da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN). Por serem fontes não despacháveis, toda a energia gerada é instantaneamente injetada na rede, cabendo às usinas hidrelétricas e térmicas ajustar sua produção para equilibrar oferta e demanda. O estudo destaca dois efeitos principais desse processo. O primeiro é o crescimento da rampa intradiária da carga líquida, resultante da rápida substituição da geração solar por outras fontes despacháveis ao final da tarde. O segundo é o aumento do corte de geração renovável (*curtailment*), associado à sobreoferta momentânea de energia e a restrições da rede de transmissão e da confiabilidade operativa. Com base em evidências e projeções do Operador Nacional do Sistema (ONS), argumenta-se que o principal desafio atual do setor elétrico brasileiro não é a escassez de energia, mas a insuficiência de flexibilidade e de potência para atender à carga líquida. Como resposta, o artigo propõe maior uso de sinais de preço temporal e locacional; aprimoramento das regras de acesso às redes; e criação de condições regulatórias para armazenamento de energia e para prestação de serviços ancilares.

**Palavras-chave:** energias renováveis variáveis; rampa intradiária; *curtailment*; armazenamento de energia; serviços ancilares.

## 1 INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO

Nos últimos anos, o parque gerador brasileiro passou por mudanças aceleradas com a expansão da energia eólica e solar fotovoltaica, incluindo a mini e microgeração distribuída (MMGD). A ampliação da participação das energias renováveis variáveis (ERVs) alterou a lógica de operação de um sistema elétrico, historicamente baseado em fontes despacháveis e na coordenação centralizada. Em dezembro de 2025, a geração solar atingiu 65,7 GW de capacidade (46,2 GW, com MMGD, e 19,4 GW, com centralizada) e a eólica alcançou 35,5 GW, respondendo essas duas fontes de energia variável por 40,4% da capacidade de geração nacional (250,4 GW).<sup>4</sup> Essa capacidade expressiva de geração de ERV se deu com base em políticas de incentivos,<sup>5</sup> principalmente subsídios na conexão e no uso dos

1. DOI: <https://dx.doi.org/10.38116/radar81art3>.

2. Diretor da Instituição Científica, Tecnológica e de Inovação Rede de Estudos do Setor Elétrico (ICT-Resel) e doutor bolsista do Programa de Incentivo à Pesquisa Aplicada (Pipa) na Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais, de Inovação, Regulação e Infraestrutura do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Diset/Ipea). E-mail: [nelson.siffert@ictresel.org.br](mailto:nelson.siffert@ictresel.org.br).

3. Técnica de planejamento e pesquisa na Diset/Ipea. E-mail: [katia.rocha@ipea.gov.br](mailto:katia.rocha@ipea.gov.br).

4. Ver ONS (2025c).

5. No caso da MMGD, o sistema de compensação, facultado pela Lei nº 14.300/2022, viabiliza que a energia injetada na rede de transmissão ou distribuição, possa ser compensada pelo consumo de igual montante, em momentos em que o consumo venha a ser maior que a geração própria. Não é pago o uso da rede de transmissão e distribuição, não são recolhidos encargos setoriais, impostos nem tampouco é diferenciado o valor da energia com base no horário em que ela é injetada ou demandada da rede de transmissão.

sistemas de transmissão e distribuição, bem como em mecanismos regulatórios que contribuíram para uma expansão pouco coordenada, com efeitos associados a sobreoferta, a cortes de geração e a maior complexidade operacional.<sup>6</sup>

O artigo concentra-se em dois fenômenos que emergiram nos últimos anos no Sistema Interligado Nacional (SIN) com o crescimento das ERVs: i) a ampliação da rampa diária,<sup>7</sup> implicando a elevação, em poucas horas, da carga líquida do sistema, associada, no entardecer, à queda da geração solar; e ii) ao *curtailment*<sup>8</sup> da geração eólica e solar centralizadas, que cresceu nos últimos anos, atingindo, em 2024, 9,3% da geração dessas fontes (ONS, 2025a), ganhando dimensão econômica relevante.

A partir dessa caracterização, discutem-se soluções de integração (gestão ativa de rede, preços horários/dinâmicos) e instrumentos de política pública, enfatizando-se o papel do armazenamento eletroquímico (em inglês, *battery energy storage system* – BESS) e de outras tecnologias de flexibilidade, como soluções que contribuem para mitigar os impactos da rampa diária e do *curtailment*.

## 2 A RAMPA INTRADIÁRIA E A NECESSIDADE DE FLEXIBILIDADE

Entre 2021 e 2025, a capacidade instalada de eólica, solar centralizada e MMGD cresceu fortemente, alcançando 101,2 GW (ONS, 2025c). A contribuição máxima das ERVs no atendimento da carga do sistema alcança 46% em 2025. Em dias de alta insolação e carga média baixa, a geração solar pode atender parcela ainda mais expressiva do consumo em torno do meio do dia (acima de 50%). Todavia, a redução das ERVs ao final da tarde requer substituição rápida por outras fontes, configurando a chamada “curva do pato”.

Projeções do ONS para 2029 – com base no cenário de referência de médio prazo (ano-alvo 2029), derivado do Plano Nacional de Energia (PNE) e incorporado ao seu Programa Mensal de Operação – PMO (ONS, 2025a) – sugerem rampas da ordem de dezenas (acima de 40 GW) de gigawatts em poucas horas, com a carga líquida elevando-se rapidamente no intervalo aproximado entre 16h30 e 19h.

O movimento de alternância das fontes de geração, representado pela rampa de carga, tem implicado variações diárias de potência, de magnitude expressiva nas fontes de geração sob controle do ONS. São as hidroelétricas e termoeletricas que respondem, com 82,7 e 17,3%, respectivamente, no atendimento à rampa de carga que é formada diariamente.<sup>9</sup> A figura 1 mostra a chamada “curva do pato”, que corresponde à carga líquida,<sup>10</sup> sujeita ao controle do ONS, relativa ao dia 11 de agosto de 2024:

6. Ver os textos para discussão, publicados pelo Ipea: Cabello e Pompermayer (2013) e Dantas e Pompermayer (2018).

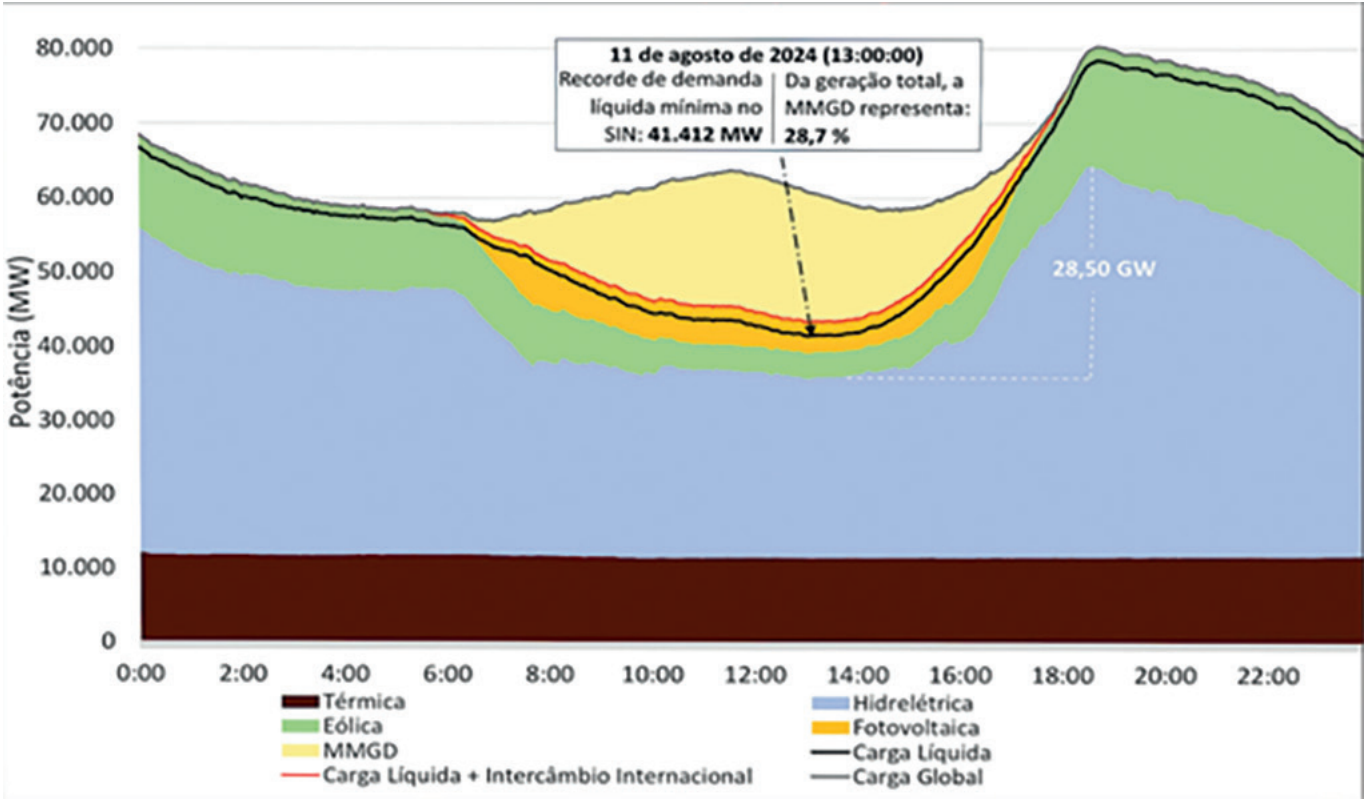
7. A chamada “rampa” corresponde à taxa de variação (crescimento ou decréscimo) da carga líquida (carga total do sistema menos geração solar e eólica) por unidade de tempo (t). No caso brasileiro, a elevação da carga líquida é atendida por fontes de geração de energia sob controle do Operador Nacional do Sistema (ONS), como hidroelétricas e termoeletricas flexíveis.

8. *Curtailment* significa corte na geração de energia, sobretudo, em usinas solares fotovoltaicas e parques eólicos, em função da impossibilidade de injetar na rede de transmissão a energia apta a ser gerada, seja por restrições de transmissão e/ou ausência de carga (demanda). Essa energia não absorvida pelo sistema elétrico é desperdiçada. Causa impactos financeiros, uma vez que os geradores ficam expostos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em função de injetarem na rede uma quantidade de energia abaixo daquela comercializada.

9. Considerou-se que, para um período de sete horas, o parque térmico tem uma flexibilidade de 6,7 GW e as hídricas, de 32 GW, chegando-se a 38,7 GW de flexibilidade. Ver PSR Energy (2025, p. 9-10).

10. A carga líquida corresponde à parcela da carga total que, de fato, exige o acionamento pelo ONS de usinas despacháveis para ser atendida, ou seja, subtrai-se da carga total toda a geração de fontes não-controláveis, como as renováveis variáveis (solar e eólica) e pequenas usinas conectadas à rede básica ou à rede de distribuição.

**FIGURA 1**  
Variação da carga líquida ao longo do dia



Tomando como referência o dia 11 de agosto de 2024 (domingo),<sup>11</sup> apresentado na figura 1, no horário entre 10h e 13h, quando a geração solar fotovoltaica (PV) atingiu seu pico, a potência mínima da carga líquida foi de apenas 41,4 GWmed, ao passo que, entre 19h e 21h, alcançou-se a potência máxima da carga líquida, de 79,1 GWmed. A amplitude intradiária total, ou seja, rampa média diária situou-se em 37,7 GWmed.

Como o sistema deve apresentar resiliência em diferentes condições de operação, o Plano Decenal de Energia 2035 (EPE, 2025) aponta que a diferença entre o mínimo e o máximo da carga líquida no mesmo dia tende a evoluir de patamares superiores a 45 GW, em 2026, relativos a dias mais críticos para operação, para valores da ordem de 70 GW em 2035.

As hidroelétricas, cuja capacidade de ofertar potência é da ordem de 15 GWmed por hora,<sup>12</sup> embora sejam significativas em termos de volume atendido, agregam incerteza, uma vez que dependem, para a sua operação plena, das condições relativas ao regime hidrológico.

Como a geração proveniente da MGD não está sob gestão do ONS, suas contribuições à sobreoferta de energia não são passíveis de controle direto. As fontes renováveis centralizadas ficam sujeitas a uma severidade ainda maior no ajuste da operação, a fim de manter equilibrado o balanço energético entre a oferta de energia e a carga apresentada pelo SIN.

Na prática, o atendimento dessa variação recai sobre hidroelétricas e termelétricas sob controle do ONS. Embora a geração térmica flexível seja relativamente previsível, a dependência de hidroelétricas para grandes variações

11. Ver ONS (2024).

12. Ver EPE (2025, p. 114).

intradiárias expõe o sistema a maior incerteza hidrológica. As usinas são submetidas a regimes de operação para os quais não foram originalmente concebidas e tampouco são remuneradas pela prestação diária desse serviço de atendimento à rampa.

As fontes centralmente controladas, nesse contexto, tornam-se responsáveis integralmente pelo balanço entre oferta e demanda. Estimativas setoriais indicam que a flexibilidade disponível no parque térmico e hidrelétrico pode ficar aquém das rampas projetadas, sobretudo, em cenários hidrológicos adversos. Nessa situação, o desafio central é contratar e remunerar adequadamente potência e flexibilidade, e não energia adicional, dado o quadro simultâneo de sobreoferta, o qual se materializa no *curtailment*.

Assim, um desenho adequado dos futuros leilões de reserva de capacidade (LRCap de Potência 2026 e LRCap de Armazenamento)<sup>13</sup> devem padronizar o produto a ser contratado (potência e requisitos de desempenho) e permitir competição entre tecnologias.

Em especial, para o leilão de BESS, serão contratados sistemas a partir de 30 MW de capacidade, com compromisso de entrega da potência máxima durante quatro horas por dia. Os contratos ofertados terão dez anos de duração e o início do suprimento está previsto para 1º de agosto de 2028.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2035 (EPE, 2025), é previsto que as térmicas flexíveis venham a crescer sua capacidade de 2,6 GW, em 2026, para 18,6 GW, em 2035. Os sistemas de armazenamento (SAEs), nas projeções realizadas, partem de 631 MW de capacidade em 2028/2029, atingindo 6,6 GW em 2035.

Para viabilizar investimentos, é essencial previsibilidade de receitas, duração contratual compatível com *project finance* e critérios claros de desempenho (por exemplo, potência máxima, duração de descarga, eficiência e tempo de recarga).

### 3 CURTAILMENT: MOTIVAÇÕES, MENSURAÇÃO E EFEITOS ECONÔMICOS

O *curtailment* de eólica e solar fotovoltaica centralizadas intensificou-se nos últimos anos, refletindo tanto restrições de rede e requisitos de confiabilidade quanto, crescentemente, razões energéticas associadas à sobreoferta em determinados horários. Em 2024, os cortes representaram cerca de 10% da geração potencial dessas fontes (ONS, 2025a), com estimativas mais elevadas para 2025 e episódios mensais de severidade acentuada (Hein, 2026).

A regulação setorial<sup>14</sup> distingue as causas de restrição: i) indisponibilidades externas, como limitações na transmissão; ii) requisitos de confiabilidade e critérios mais rígidos de operação; e iii) razões energéticas, quando a energia gerada não pode ser alocada na carga. Essa classificação é determinante para definir se há ou não ressarcimento ao gerador via Encargos de Serviço do Sistema (ESS), processados pela CCEE, a partir da apuração do ONS.

Do ponto de vista econômico, o *curtailment* implica perda de receita e redução do fator de capacidade, afetando a bancabilidade dos projetos e aumentando o risco regulatório percebido. Uma aproximação do custo econômico do corte pode ser obtida pelo custo nivelado de energia (em inglês, *levelized cost of energy* – LCOE) de projetos *greenfield*. Usando-se valores de referência, perdas anuais associadas a cortes médios da ordem de mi-

13. Ver detalhes em Aneel (2025b).

14. Ver Consulta Pública nº 45/2019 da Aneel. Disponível em: [https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_auth=8NbqRVjy&p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_id=ParticipacaoPublica=3392&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=8NbqRVjy&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_id=ParticipacaoPublica=3392&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica).

lhares de MWmed podem alcançar bilhões de reais e, em projeções para 2029, assumir magnitude ainda maior, sobretudo, se a expansão contratada de geração centralizada se materializar integralmente.

Há ainda um efeito distributivo importante: como a MMGD não é sujeita ao despacho centralizado, a sobreoferta tende a se materializar com maior intensidade sobre as usinas centralizadas, elevando o risco de *curtailment* justamente para os empreendimentos que dependem de contratos e de financiamento estruturado. Isso reforça a necessidade de revisar sinais tarifários e mecanismos de alocação de riscos, bem como de promover soluções que reduzam a sobreoferta intradiária, como armazenamento e resposta da demanda.

## 4 APRIMORAMENTOS REGULATÓRIOS E DIRETRIZES DE POLÍTICA PÚBLICA

A integração eficiente das ERVs requer atualização regulatória em três frentes, sendo a primeira delas com maior relevância: i) valoração dos atributos temporais e locais da energia (incluindo diferenciação horária e precificação dos serviços ancilares); ii) aperfeiçoamento das regras de acesso e uso das redes, com procedimentos concorrenciais quando cabíveis; e iii) abertura para novos modelos de negócios associados à flexibilidade, armazenamento e coordenação de recursos distribuídos.

Nesse sentido, preços horários e tarifas dinâmicas – seja por meio do aperfeiçoamento do modelo de formação de preços no mercado de curto prazo (PLD) ou, conforme sinalizado na recente Consulta Pública nº 46/2025 da Aneel (2025a) sobre modernização da estrutura tarifária da baixa tensão, com foco na adoção da tarifa branca (*time-of-use* – TOU) como sinal horário de preço da rede para consumidores com maior consumo – correspondem a instrumentos com potencial para aprimorar os sinais econômicos do setor elétrico.

A valoração dos atributos temporais e locais da energia promove alinhamento entre condições da oferta e preço da energia, promovendo maior eficiência ao sistema. Ao refletirem variações horárias do sistema, tais mecanismos contribuem para a redução de distorções alocativas e para o incentivo a decisões mais eficientes de consumo, geração e armazenamento, em horários e locais mais eficientes. Paralelamente, investimentos em transmissão podem mitigar parte dos cortes por restrições externas, mas, à medida que essas restrições sejam superadas, o sinal de preço tende a refletir, com mais nitidez, a sobreoferta estrutural, aumentando a relevância dos mecanismos de precificação horária e de resposta do consumo.

No âmbito da Lei nº 15.269, de 2025 (oriunda da Medida Provisória nº 1.304/2025), o texto destaca avanços relevantes no tratamento do armazenamento de energia, como a autorização para a contratação, inclusive por meio de licitação, de sistemas de armazenamento conectados à Rede Básica (exceto reversíveis), bem como a ampliação explícita do escopo regulatório da Agência Nacional de Energia Elétrica sobre essa atividade. A lei também permite que tais sistemas prestem múltiplos serviços ao sistema elétrico, incluindo serviços ancilares, potência, flexibilidade operativa e, quando aplicável, a comercialização de energia, além de prever incentivos fiscais por meio do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi), observados limites anuais de renúncia.

Adicionalmente, o diploma legal autoriza o tratamento, no mercado de curto prazo, da variação do valor econômico da energia por intervalo de tempo bem como a remuneração de atributos sistêmicos associados à confiabilidade da operação, como regulação de frequência e inércia, abrindo espaço para o aprimoramento do sinal econômico, a ser disciplinado por regulamentação infralegal.

No que se refere ao *curtailment*, a Lei nº 15.269/2025 explicita os critérios para eventual ressarcimento, restringindo a cobertura por ESS aos cortes de geração decorrentes de indisponibilidades externas ao agente ou de razões técnicas e de confiabilidade do sistema e vedando expressamente o ressarcimento nos casos de redução de geração motivada por sobreoferta de energia (razão energética). A operacionalização depende da apuração do ONS

e do processamento pela CCEE e pode exigir renúncia a litígios. Em termos de política pública, o desenho reforça que a sobreoferta deve ser tratada como risco de mercado, incentivando agentes a buscar contratos, localização e estratégias (incluindo armazenamento) compatíveis com o valor temporal da energia. Esse enquadramento regulatório deverá atingir sobretudo as usinas solares PV centralizadas e os parques eólicos.

A MMGD, que não é afetada pelo *curtailment*, com a aprovação da Lei nº 14.300/2022, teve postergados, por mais dez a vinte anos, os incentivos decorrentes do mecanismo de compensação de energia.

## 5 CONCLUSÕES

A intensificação da rampa intradiária e o aumento do *curtailment* são duas faces do mesmo desafio: a operação de um sistema com elevada participação de fontes intermitentes. Exige-se flexibilidade, coordenação e sinais econômicos coerentes com a variabilidade temporal e espacial da energia. O diagnóstico sugere que o problema dominante não é escassez de energia, mas insuficiência de potência flexível e mecanismos para absorver excedentes em determinados horários.

A transição energética para avançar com a agenda de descarbonização depende, em boa medida, que soluções eficazes sejam alcançadas para novos desafios técnicos e econômicos que surgem com a expansão das energias renováveis variáveis, a exemplo da rampa intradiária e do *curtailment*.

Sistemas de armazenamento, em especial BESS para aplicações de curto prazo e usinas reversíveis para horizontes mais longos, podem reduzir rampas, mitigar cortes e prover serviços ancilares. Contudo, sua difusão depende de marcos regulatórios claros, produtos padronizados em leilões de capacidade, previsibilidade de receita e condições de financiamento. A adoção de preços horários, mecanismos competitivos para acesso à rede e arranjos institucionais para coordenação de recursos distribuídos (como agregadores) complementa a agenda de integração das ERVs.

Finalmente, o LRCap 2026 representa uma oportunidade para alinhar contratação entre partes privadas de serviços que atendam às necessidades operacionais, priorizando flexibilidade e potência. A efetividade dessas medidas determinará a capacidade do setor elétrico brasileiro de acomodar a expansão das ERVs preservando segurança operativa, eficiência econômica e sustentabilidade financeira dos investimentos.

## REFERÊNCIAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório de análise de impacto regulatório conjunto nº 1/2025-STR/STD/ANEEL. Processo nº 48500.034060/2025-88.** Aneel, 2025a.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Leilões de reserva de capacidade de 2026: editais seguem para consulta pública. **Gov.br**, 18 nov. 2025b. Disponível em: [https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/leiloes-de-reserva-de-capacidade-de-2026-editais-seguem-para-consulta-publica?utm\\_source=chatgpt.com%20e%20em%20https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-mme-n-878-de-7-de-novembro-de-2025-667753431](https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2025/leiloes-de-reserva-de-capacidade-de-2026-editais-seguem-para-consulta-publica?utm_source=chatgpt.com%20e%20em%20https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-mme-n-878-de-7-de-novembro-de-2025-667753431).

CABELLO, A. F.; POMPERMAYER, F. M. **Energia fotovoltaica ligada à rede elétrica:** atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema elétrico. Rio de Janeiro: Ipea, fev. 2013. (Texto para Discussão, n. 1812).

DANTAS, S. G.; POMPERMAYER, F. M. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico.** Rio de Janeiro: Ipea, maio 2018. (Texto para Discussão, n. 2388).

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **PDE 2035:** Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 – versão consulta pública. Brasília: EPE/MME, 2025.

HEIN, H. Curtailment faz Brasil jogar fora quase 8% da energia que consome. **Canal Solar**, 12 fev. 2026. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/curtailment-brasil-consumo-energia/>.

MAIA, D. Riscos à transição energética. **Folha de São Paulo**, 3 nov. 2025.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Sumário executivo PAR/PEL 2024:** Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – ciclo 2025-2029. Rio de Janeiro: ONS, 2024.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **RT ONS DGL 0189/2025:** diagnóstico e perspectiva da evolução dos cortes de geração no Brasil – GT CorteS de Geração. Rio de Janeiro: ONS, maio 2025a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20Curtailment%20rev1.pdf>.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **NT-ONS DOP 0022/2025:** critérios para a gestão de excedentes energéticos. Rio de Janeiro: ONS, 19 ago. 2025b.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Sumário executivo PAR/PEL 2025:** Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – ciclo 2026-2030. Rio de Janeiro: ONS, 2025c. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Revista%20PARPEL%202025-VF.pdf>.

PONTE, G. P. da; REGO, E. E.; PRADO JÚNIOR, F. A. de A. Regulatory barriers to battery storage integration in Brazil: moving beyond curtailment challenges. **Academia Green Energy**, v. 2, 2025. DOI: 10.20935/AcadEnergy8003.

PSR ENERGY. **Accelerating the Brazilian energy transition:** comprehensive energy storage meta-analysis for Brazil. Rio de Janeiro: PSR, out. 2025. (PSR InSight).

