

Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados

AUDIÊNCIA PÚBLICA

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 2034 (PDE 2034)

30 de setembro de 2025

Richard Lee Hochstetler

Diretor Econômico e Regulatório

O **Plano de Expansão de Energia (PDE)** é um instrumento muito importante para o **planejamento de longo prazo do setor energético brasileiro**

O *PDE* é:

- um **estudo estratégico** que visa a indicar perspectivas sobre como atender aos requisitos energéticos do país nos próximos dez anos
- realizado anualmente com o intuito de **orientar as ações do governo, dos reguladores e investidores**
- um **estudo técnico** que:
 - apresenta cenários de **evolução da demanda energética**
 - avalia **fontes energéticas e tecnologias** aptas a atender aos requisitos energéticos do país
 - planeja a expansão da **infraestrutura necessária** (rede básica de transmissão, gasodutos, oleodutos, refinarias...) para viabilizar a provisão da energia

No setor elétrico, o *PDE* serve de balizador para:

- o **governo** definir as diretrizes para os **leilões de energia**
- o **regulador** avaliar a **necessidade de investimentos** a serem realizados pelas empresas reguladas e identificar **lacunas regulatórias** que precisam ser endereçadas para viabilizar as soluções que podem superar os desafios futuros
- os **empreendedores** direcionarem seus esforços para o **desenvolvimento de projetos** mais competitivos para atender às necessidades do país

O planejamento técnico e a concorrência (2 de 2)

Nos últimos anos, o planejamento indicativo do *PDE* foi atropelado pelo planejamento determinativo introduzido no primeiro parágrafo do artigo 1º da **Lei de Desestatização da Eletrobras (Lei 14.182)**: este parágrafo determina **quanto, quando, onde, e como** usinas de geração devem ser instaladas no país e **a que preços** poderão comercializar a sua energia:

Art. 1º [...]

§ 1º A desestatização da Eletrobras será executada na modalidade de aumento do capital social, por meio da subscrição pública de ações ordinárias com renúncia do direito de subscrição pela União, e será realizada a outorga de novas concessões de geração de energia elétrica pelo prazo de 30 (trinta) anos, contado da data de assinatura dos novos contratos referidos no caput deste artigo, e será realizada a contratação de geração termelétrica movida a gás natural pelo poder concedente, na modalidade de leilão de reserva de capacidade referida nos arts. 3º e 3º-A da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no montante de 1.000 MW (mil megawatts) na Região Nordeste nas regiões metropolitanas das unidades da Federação que não possuam na sua capital ponto de suprimento de gás natural na data de publicação desta Lei, no montante de 2.500 MW (dois mil e quinhentos megawatts) na Região Norte distribuídos nas capitais dos Estados ou região metropolitana onde seja viável a utilização das reservas provadas de gás natural nacional existentes na Região Amazônica, garantindo, pelo menos, o suprimento a duas capitais que não possuam ponto de suprimento de gás natural na data de publicação desta Lei, no montante de 2.500 MW (dois mil e quinhentos megawatts) na Região Centro-Oeste nas capitais dos Estados ou região metropolitana que não possuam ponto de suprimento de gás natural na data de publicação desta Lei, com inflexibilidade de, no mínimo, 70% (setenta por cento) para o gás natural, para entrega da geração térmica a gás natural de 1.000 MW (mil megawatts) no ano de 2026, de 2.000 MW (dois mil megawatts) no ano de 2027, e de 3.000 MW (três mil megawatts) no ano de 2028, com período de suprimento de 15 (quinze) anos, ao preço máximo equivalente ao preço-teto para geração a gás natural do Leilão A-6 de 2019, com atualização desse valor até a data de publicação do edital específico pelo mesmo critério de correção do Leilão A-6 de 2019, e no montante de 2.000 MW (dois mil megawatts) na Região Sudeste, dos quais 1.250 MW (mil duzentos e cinquenta megawatts) para Estados que possuam ponto de suprimento de gás natural na data de publicação desta Lei e 750 MW (setecentos e cinquenta megawatts) para Estados na Região Sudeste na área de influência da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene) que não possuam ponto de suprimento de gás natural na data de publicação desta Lei, com inflexibilidade de, no mínimo, 70% (setenta por cento) para o gás natural, para entrega da geração térmica a gás natural de 1.000 MW (mil megawatts) no ano de 2029, para Estados que possuam ponto de suprimento de gás natural na data de publicação desta Lei, e de 1.000 MW (mil megawatts) no ano de 2030, dos quais 250 MW (duzentos e cinquenta megawatts) para Estados que possuam ponto de suprimento de gás natural na data de publicação desta Lei e 750 MW (setecentos e cinquenta megawatts) para Estados na Região Sudeste na área de influência da Sudene que não possuam ponto de suprimento de gás natural na data de publicação desta Lei, com período de suprimento de 15 (quinze) anos, ao preço máximo equivalente ao preço-teto para geração a gás natural do Leilão A-6 de 2019, com atualização desse valor até a data de publicação do edital específico pelo mesmo critério de correção do Leilão A-6 de 2019, e a prorrogação dos contratos do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) por 20 (vinte) anos, assim como à contratação nos Leilões A-5 e A-6 de, no mínimo, 50% como à contratação nos Leilões A-5 e A-6 de, no mínimo, 50% (cinquenta por cento) da demanda declarada das distribuidoras, de centrais hidrelétricas até 50 MW (cinquenta megawatts), ao preço máximo equivalente ao teto estabelecido para geração de Pequena Central Hidrelétrica (PCH) do Leilão A-6 de 2019 para empreendimentos sem outorga, com atualização desse valor até a data de publicação do edital específico pelo mesmo critério de correção do Leilão A-6 de 2019, conforme estabelecido nos arts. 20 e 21 desta Lei.



“Jabuti não sobe em árvore. Se está lá, ou foi enchente ou foi mão de gente.”

-Deputado Ulysses Guimarães

CRITÉRIOS DE GARANTIA DE SUPRIMENTO

- Houve importante aprimoramento da **avaliação da adequação da garantia de suprimento** em 2020 (Resolução CNPE 29/2019 e Portaria MME 59/2020)
- Adotaram-se **quatro indicadores** para balizar a expansão com base nos **requisitos dos sistema** (tecnologicamente neutro):

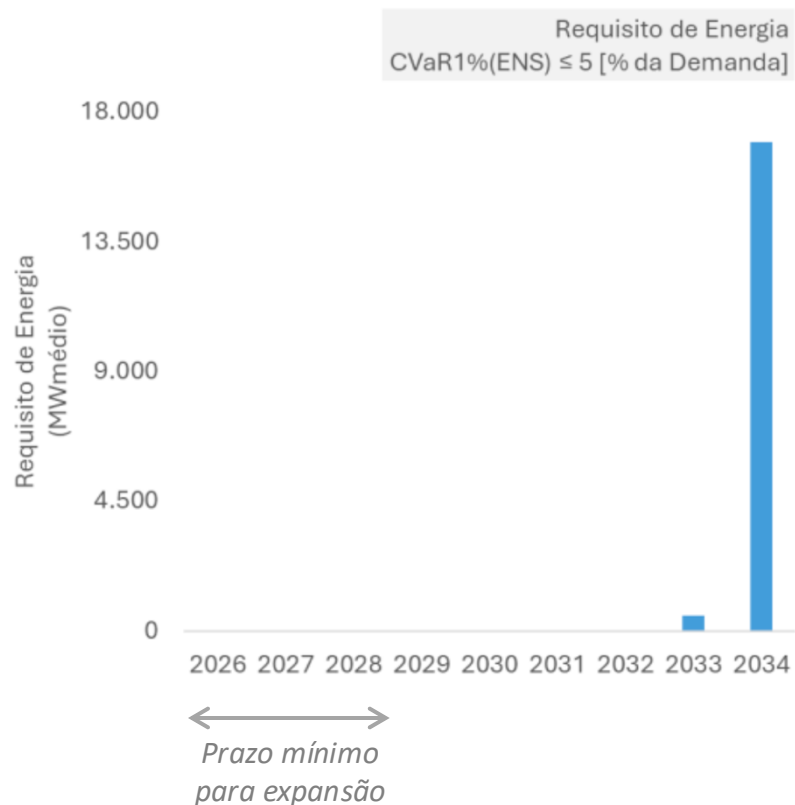
INDICADORES DA ADEQUAÇÃO ENERGÉTICA

- $CVaR_{1\%}(ENS) \leq 5\%$: a ocorrência esperada de Energia Não Suprida (ENS) não deve superar 5% da energia demandada no ano, considerando os 1% piores cenários hidrológicos
- $CVaR_{10\%}(CMO) \leq R\$ \frac{800}{MWh}$: a média do Custo Marginal de Operação (CMO) esperado em cada mês, considerando os 10% piores cenários hidrológicos, não deve superar R\$800/MWh

INDICADORES DA ADEQUAÇÃO DA POTÊNCIA

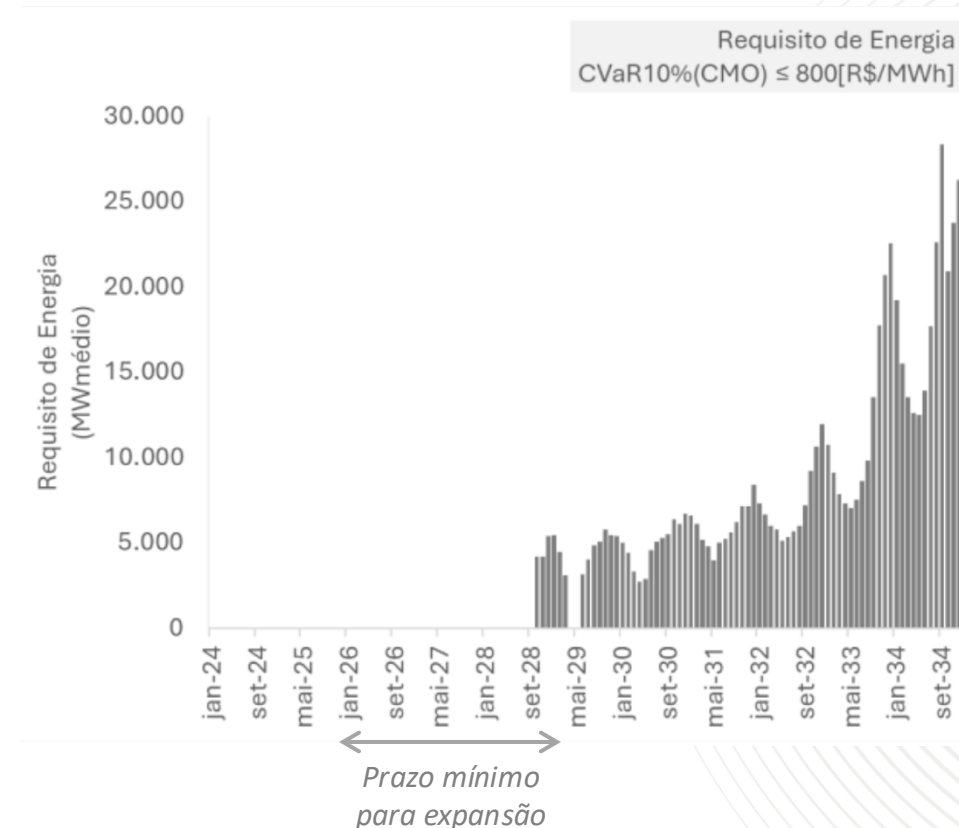
- $CVaR_{5\%}(PNS) \leq 5\%$: a Potência Não Suprida (PNS) esperada no mês, considerando os 5% piores cenários hidrológicos, não deve superar 5% da carga no mês
- $LOLP \leq 5\%$: O risco de ocorrência de perda de carga (*Loss of Load Probability – LOLP*) no ano não deve superar a 5%

ADEQUAÇÃO ENERGÉTICA



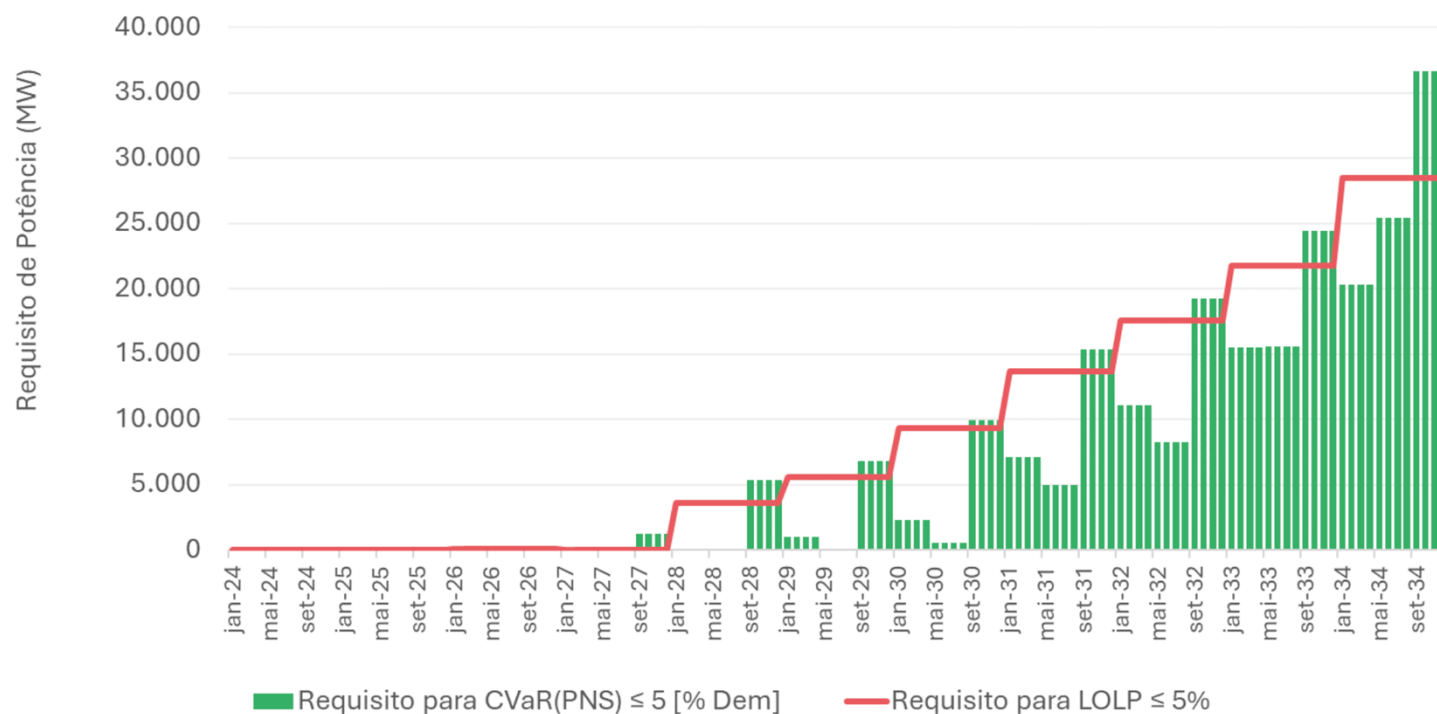
Fonte: PDE 2034, p. 81.

Indica que o risco de déficit de energia só se torna relevante no final do horizonte (2033-2034)



Indica que o custo de atendimento energético já começa a ficar elevado no final de 2028

ADEQUAÇÃO PARA ATENDIMENTO DE POTÊNCIA



A expansão de potência é mais urgente – requerendo expansão já a partir de 2027

*“As recentes transformações na matriz elétrica incluem o significativo aumento da participação de fontes renováveis cuja geração, variável, depende da disponibilidade do recurso em cada mês do ano. Assim, um direcionamento para uma **maior discretização temporal dos requisitos do sistema**, que permita captar as sazonalidades da oferta e suas interações com a demanda, mostra-se como um avanço natural e necessário para a avaliação da compatibilidade dos cenários de expansão da oferta de eletricidade.”*

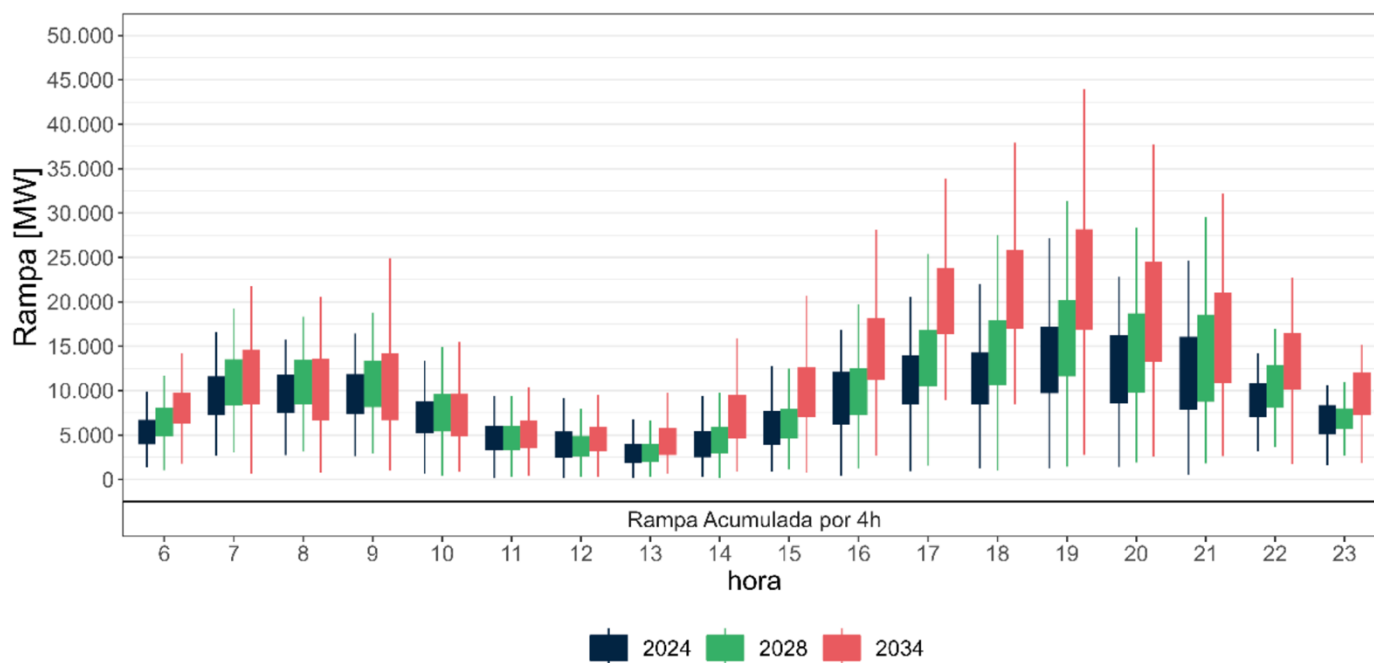
(PDE 2034, p. 80)

Fonte: PDE 2034, p. 81.

NOVO REQUISITO: FLEXIBILIDADE OPERATIVA

A **flexibilidade operativa** é um novo requisito – não contemplado nos critérios de garantia de suprimento do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) – que se torna cada vez mais relevante (na média e com maior dispersão)

“Com o aumento da penetração das fontes renováveis, observa-se uma diminuição da carga líquida diurna, com consequente **aumento significativo da rampa de carga no final da tarde e início da noite** devido à redução na geração fotovoltaica nesses horários.” (PDE 2034, p. 118)



Fonte: PDE 2034, p. 118.

Para lidar com este desafio o PDE 234 destaca a necessidade de priorizar a **provisão de flexibilidade do parque hidrelétrico**:

“Recentemente, observou-se que as maiores **rampas horárias de geração hidrelétrica no SIN foram superiores a 11 GW**. Contudo, a avaliação do histórico das rampas horárias, com usinas agrupadas conforme classificação dos Reservatórios Equivalentes de Energia (REE) utilizados no modelo de planejamento da operação, **indica valores que poderiam exceder 22 GW**, demonstrando **potencial relevante de flexibilidade caso a política operativa nas cascatas ou bacias hidrográficas seja direcionada para esse fim**.” (PDE 2034, p. 119)

ADEQUAÇÃO PARA ATENDIMENTO DE RAMPAS

Adotaram-se **duas novas métricas** para quantificar o requisito de flexibilidade operativa:

- **EIRR:** Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampa (frequência dos cenários de não atendimento a estas rampas)
- **EDF 95%:** Expectativa de Déficit de Flexibilidade nos 5% piores casos (frequência dos cenários de não atendimento a estas rampas)

EXPECTATIVA DE INSUFICIÊNCIA DE RECURSOS DE RAMPA (EIRR)
EXPECTATIVA DE DÉFICIT DE FLEXIBILIDADE COM 95% DE CONFIABILIDADE (EDF 95%)



Fonte: PDE 2034 (p. 121).

APERFEIÇOAMENTOS NA MODELAGEM E OPERAÇÃO HIDRELÉTRICA

- O PDE 2034 destaca a **necessidade de incorporar os critérios de potência e de flexibilidade na modelagem** que historicamente se focou apenas na otimização energética:

*“[...] a análise apresentada reforça a importância do amplo debate sobre o **papel das usinas hidrelétricas no SIN**, e os riscos associados a pautar a sua operação visando, predominantemente, a otimização energética. Como essa é a função objetivo dos modelos de simulação de médio e longo prazo, **riscos associados ao suprimento de capacidade de potência e de flexibilidade poderiam ser evitados caso a dinâmica de operação dos reservatórios também os vislumbraassem.**” (PDE 2034, p. 117)*

- O PDE 2034 também ressalta a necessidade de se **incorporar restrições hídricas na modelagem**:

*“As particularidades de cada UHE e dos usos múltiplos da água reflete em uma variedade de tipos e efeitos dessas restrições. **O conhecimento e representação dessas restrições nos modelos de planejamento são fundamentais** para se obter uma melhor gestão dos recursos hídricos, previsibilidade na alocação de recursos e aproveitamento ótimo da geração hidrelétrica.” (PDE 2034, p. 68-9)*

- Por fim, o PDE 2034 chama a atenção para a necessidade de regulamentação da remuneração dos diversos serviços requeridos:

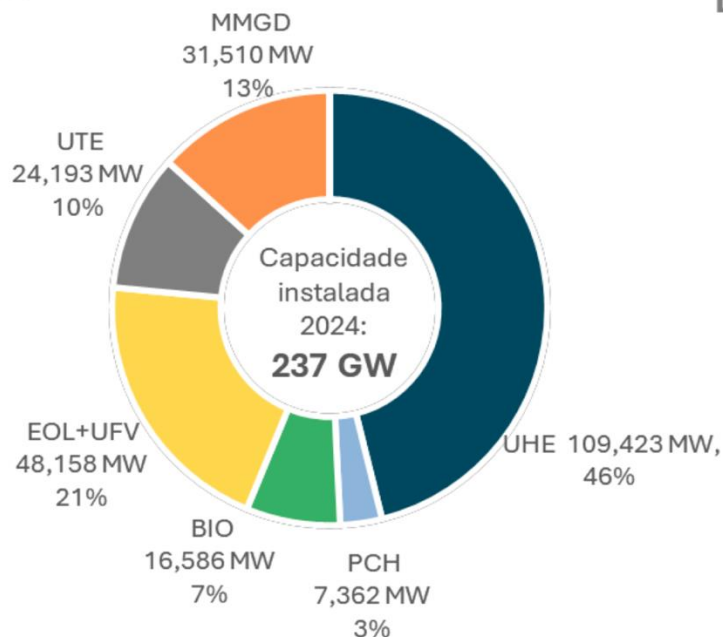
*“[...] como a produção de energia é a principal fonte de receita dos agentes geradores, toda **discussão relacionada a operação dos reservatórios e ao fornecimento energético de forma geral, deve ser atrelada a discussões sobre as remunerações dos serviços demandados pelo SEB.**” (PDE 2034, p. 109)*

*“De modo geral, ainda **não existe definição regulatória sobre a estrutura de remuneração dos sistemas de armazenamento.** A ausência de mecanismos de remuneração impacta na definição do modelo de negócio, tornando-se um risco para o retorno do investimento.” (PDE 2034, p. 462)*

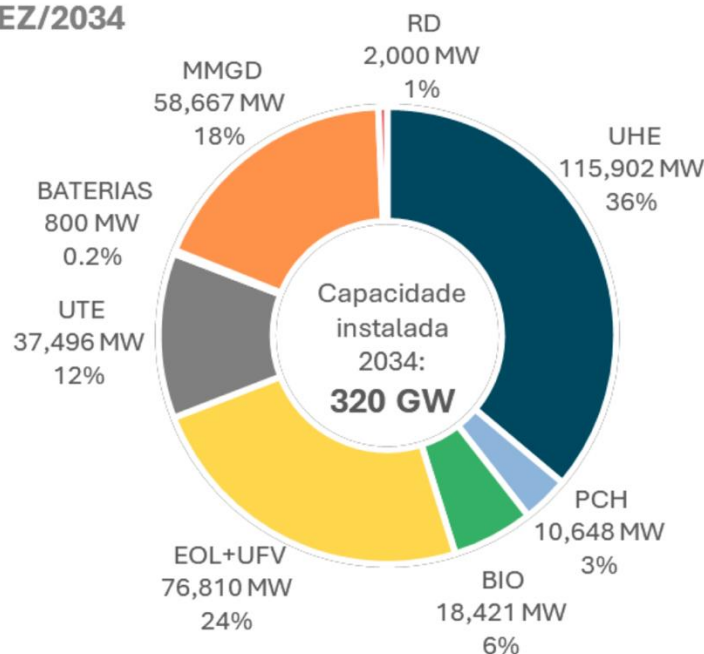


MUDANÇAS NA COMPOSIÇÃO DE EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO

DEZ/2024

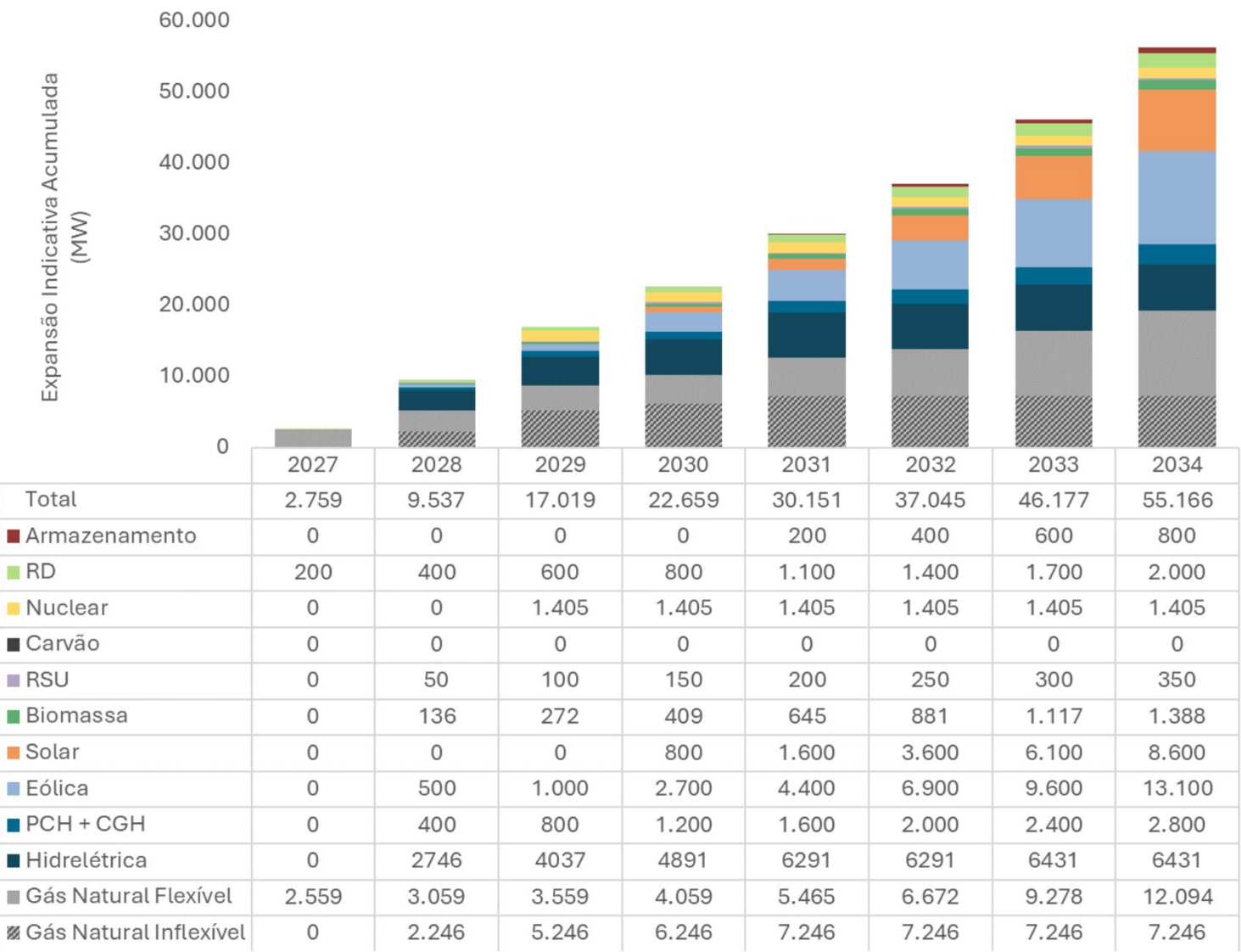


DEZ/2034



Fonte: PDE 2034, p. 98.

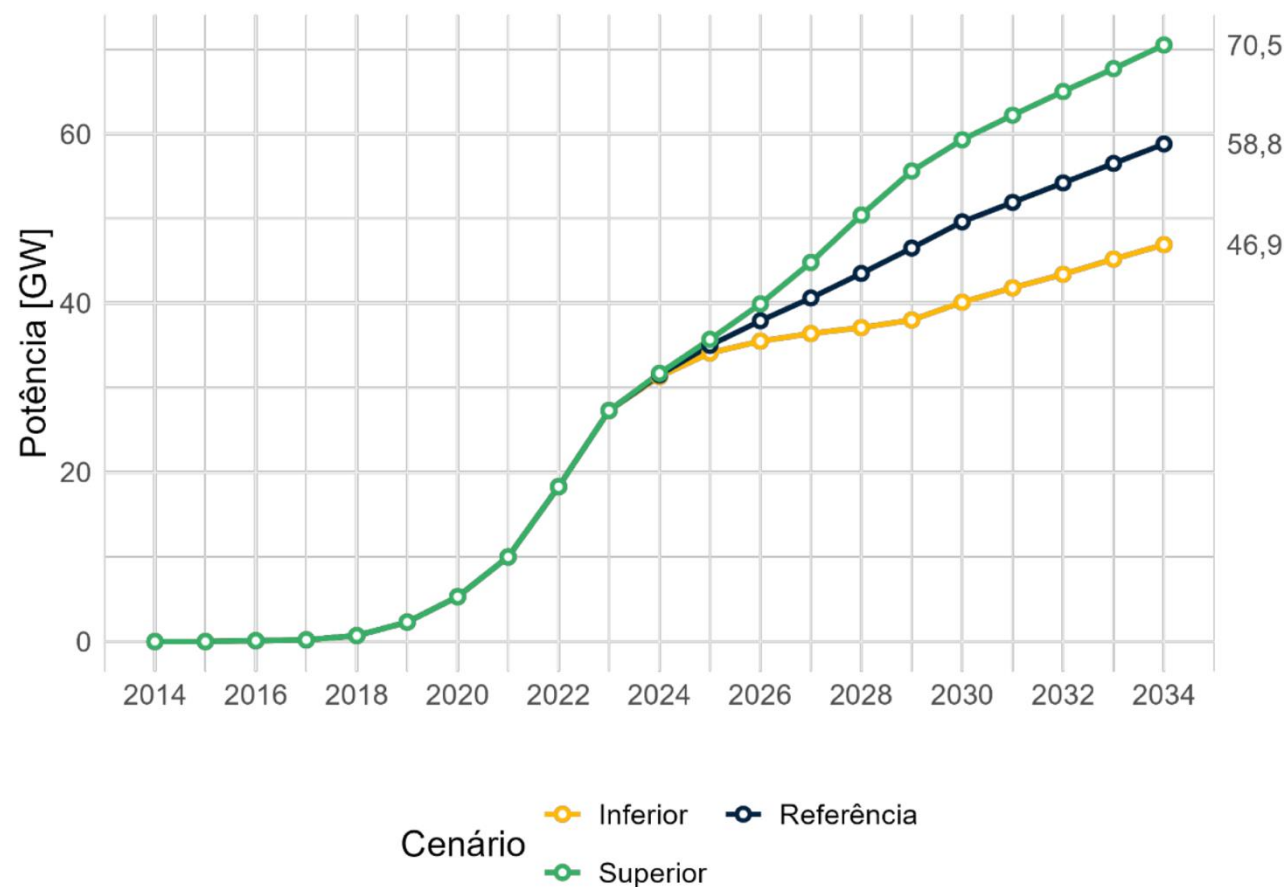
- O país continua contando com uma matriz elétrica diversificada, mas com queda da **participação das hidrelétricas** (UHE e PCH) que historicamente foi a fonte predominante
- As fontes que respondem pela **maior parte da expansão** são as **fontes renováveis variáveis**: eólica e fotovoltaica (EOL e UFV)
- A **mini e microgeração distribuída** (MMGD) fotovoltaica é o tipo de fonte que deve apresentar o maior crescimento
- Pela primeira vez passa-se a incluir a **Resposta da Demanda** (RD) e o **armazenamento** (Baterias) como alternativas



- A expansão inclui a **ampliação e modernização de hidrelétricas** existentes
- Também foram adicionados 7.246 GW de **termelétricas inflexíveis** determinadas pela Lei 14.182 e mantida a geração a carvão (Complexo Jorge Lacerda)
- A “expansão termelétrica” inclui a **manutenção de termelétricas existentes** após o prazo de suas outorgas atuais
- Apesar da forte ampliação de fontes renováveis, a tendência é de **aumento da participação da energia proveniente de fontes não renováveis**

Fonte: PDE 2034, p. 97.

CRESCIMENTO DA MMGD



Fonte: PDE 2034, p. 378.

É difícil prever a expansão da MMGD porque:

- a atratividade da MMGD depende da **estrutura tarifária** empregada – a adoção de tarifas multipartes e/ou postos horários diferenciados reduziria a sua aparente competitividade
- a **abertura de mercado** para consumidores de baixa tensão traz mais uma opção para os consumidores, o que pode reduzir a demanda por MMGD

AMPLIANDO A CAPACIDADE DE ESCOAMENTO DO NORTE/NORDESTE AO SUDESTE E CENTRO-OESTE



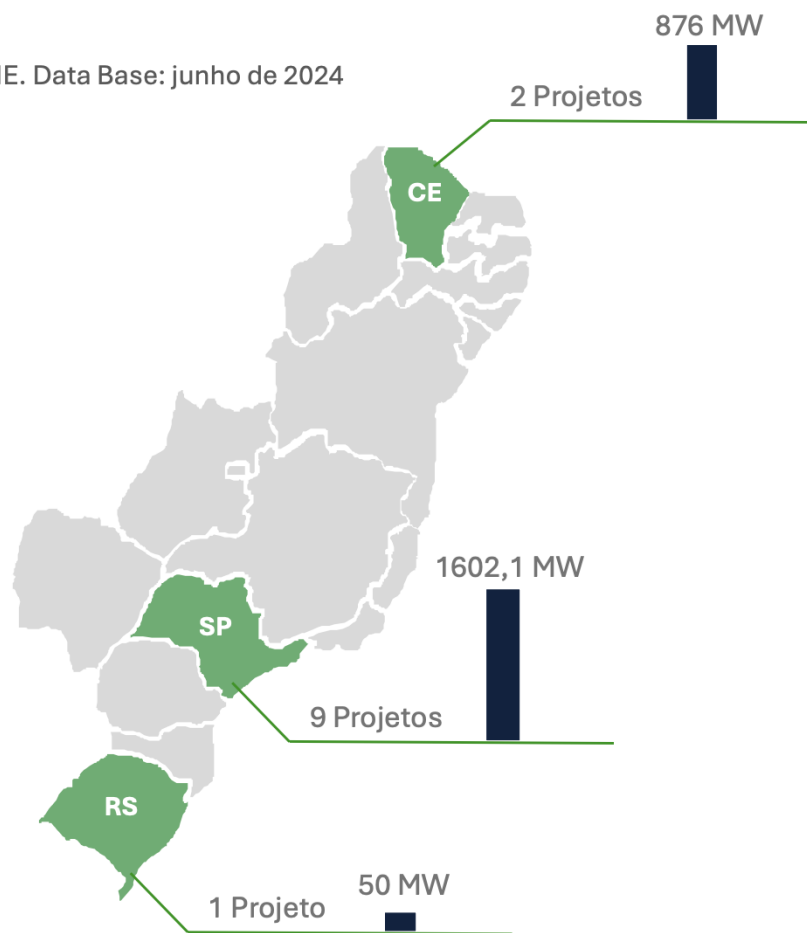
Fonte: PDE 2034, p. 145.

- O principal desafio atual é o **escoamento de geração eólica e solar no Nordeste para os grandes centros de consumo no Sudeste**
“Um dos principais desafios para os estudos da expansão da transmissão está relacionado ao caráter indicativo da expansão da geração e à diferença de prazos entre a construção de usinas renováveis (até 3 anos) e de linhas de transmissão (de 5 a 7 anos), o que dificulta a adequada coordenação da expansão dos sistemas de geração e transmissão.” (PDE 2034, p. 138)
- Os **investimentos previstos** para ampliar a capacidade de escoamento do excedente previsto no Nordeste são estimados em **R\$ 56 bilhões**
- Outro grande desafio é a preservação da estabilidade da rede diante da **alta penetração de geração renovável variável conectada por inversores**, cuja interação pode comprometer o desempenho elétrico do sistema

Demanda de *data centers*

PROCESSOS DE CONEXÃO DE *DATA CENTERS* À REDE BÁSICA ATÉ 2037

Fonte: MME. Data Base: junho de 2024



Fonte: PDE 2034, p. 149.

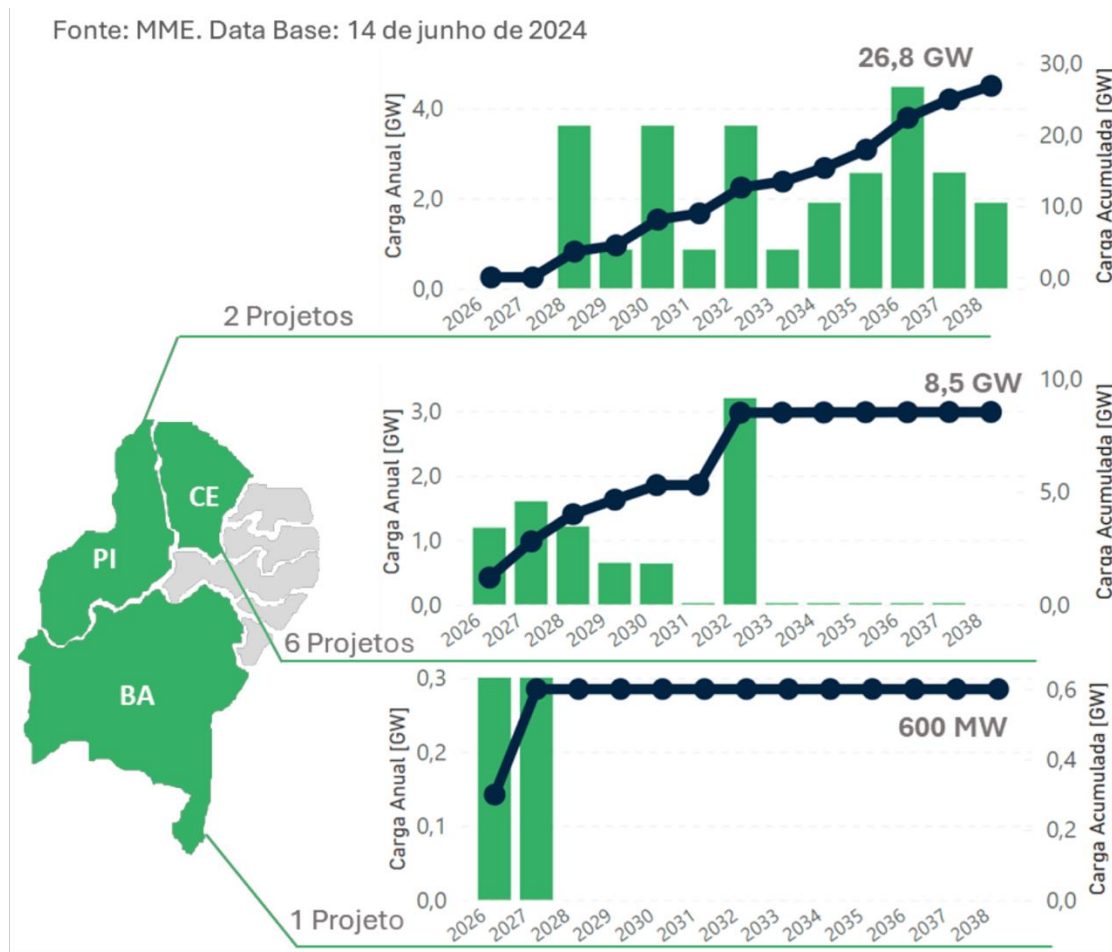
Há novas demandas surgindo que podem mitigar o problema do *curtailment*, entre as quais destacam-se os *data centers* e a produção de hidrogênio verde

- O Brasil tem grande **potencial de crescimento de *data centers***
 - por um lado por termos uma ampla oferta de geração renovável e competitiva
 - por outro lado, por haver demanda local relevante por capacidade para armazenar, processar e distribuir dados
- A demanda por energia é impulsionada pela demanda de processamento para a provisão de serviços de **inteligência artificial**
- Já há previsão de demanda adicional de **2,5 GW** até 2037 para atendimento de *data centers* [apresentação da EPE/STE, de 03/jul/2025, já indica demanda de **13,4 GW** de *data centers*]

Demanda para produção de Hidrogênio Verde

PROCESSOS DE CONEXÃO DE PLANTAS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO À REDE BÁSICA ATÉ 2038

Fonte: MME. Data Base: 14 de junho de 2024



Fonte: PDE 2034, p. 152.

- Há **9 projetos** de produção de Hidrogênio Verde que protocolaram processos de acesso à Rede Básica de transmissão no Ministério de Minas e Energia, totalizando **35,9 GW** até 2038 (o dobro da demanda total do Nordeste)
- No entanto, esta é uma demanda menos certa que a de *data centers*, pois trata-se de um **mercado emergente** e com **tecnologia ainda em fase de desenvolvimento**

1. O planejamento energético deve ser **técnico, tecnologicamente neutro e balizado pela concorrência**
2. A expansão do sistema elétrico também precisa levar em conta os **requisitos de potência e flexibilidade operativa**, para os quais é necessário:
 - aprimorar a modelagem
 - incorporar todas as restrições hídricas (*eliminando as restrições que não sejam absolutamente necessárias*)
 - alterar a política operativa (*principalmente das hidrelétricas para potencializar a oferta de potência e flexibilidade operativa*)
 - remunerar os diversos serviços requisitados pelo sistema
3. A expansão das fontes variáveis precisa levar em conta os **custos da complementação** (flexibilidade operativa, armazenamento...) requerida
4. O planejamento da **expansão da transmissão** com base na expansão esperada da geração precisa continuar a ser aperfeiçoado
5. O planejamento precisa considerar cenários com **mudanças estruturais na demanda por energia elétrica** (como *data centers* e hidrogênio verde)

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que visa a aumentar o grau de **Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro**. Para atingir este objetivo, adotamos a abordagem de **Observatório do Setor Elétrico** e estudamos as seguintes dimensões:

Para saber mais acesse:
www.acendebrasil.com.br

