

PDE 2035

Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Transmissão de Energia

Dezembro de 2025



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



FICHA TÉCNICA

PDE 2035 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035

Transmissão de Energia



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Energia Elétrica

João Daniel de Andrade Cascalho

Secretário Nacional de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Ana Paula Lima Vieira Bittencourt

Secretário Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renato Cabral Dias Dutra (substituto)

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento

Gustavo Cerqueira Ataíde

www.mme.gov.br

Composição dos cargos em 02 de setembro de 2025

Rio de Janeiro, 2025

Foto da capa: Freepik.



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

www.epe.gov.br



FICHA TÉCNICA

PDE 2035 | Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035
Transmissão de Energia

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Coordenação Executiva

Reinaldo Garcia
Renata Carvalho

Coordenação Técnica

Thiago Dourado
Daniel Souza
Lucas Simões

Marcos Farinha
Thais Teixeira
Rafael Mello

Autores

Superintendência de Transmissão de Energia

Anderson Mattos
Armando Fernandes
Arthur Reis
Bruno Maçada
Bruno Scarpa
Clerio Arrais
Daniel Maia
Davi Magalhaes
Dourival Carvalho
Fabiano Schmidt
Fabio Rocha
Fatima Gama
Gustavo Leal
Igor Chaves
Jean Morassi

João Alves
Joao Caruso
Jonatas Freire
Jhonatan Costa
Jhonatas Lemos
Luiz Lorentz
Marcelo Pires
Marcelo Moreira
Marcelo Henriques
Marco Soveral
Matheus Nascimento
Matias Hubert
Miguel Ferraz
Paula Machado
Paulo Araujo

Pedro Miller
Priscilla Guarini
Rafael Caetano
Renan Santos
Rodrigo Gomes
Rodrigo Martins
Rodrigo Ferreira
Rodrigo Cabral
Thiago Mourão
Tiago Rizzotto
Tiago Madureira
Vanessa Stephan
Vinicius Martins
Wilson Sampaio
Yan Rangel
Yuri Rosenblum

Apoio Administrativo

Renata Rios



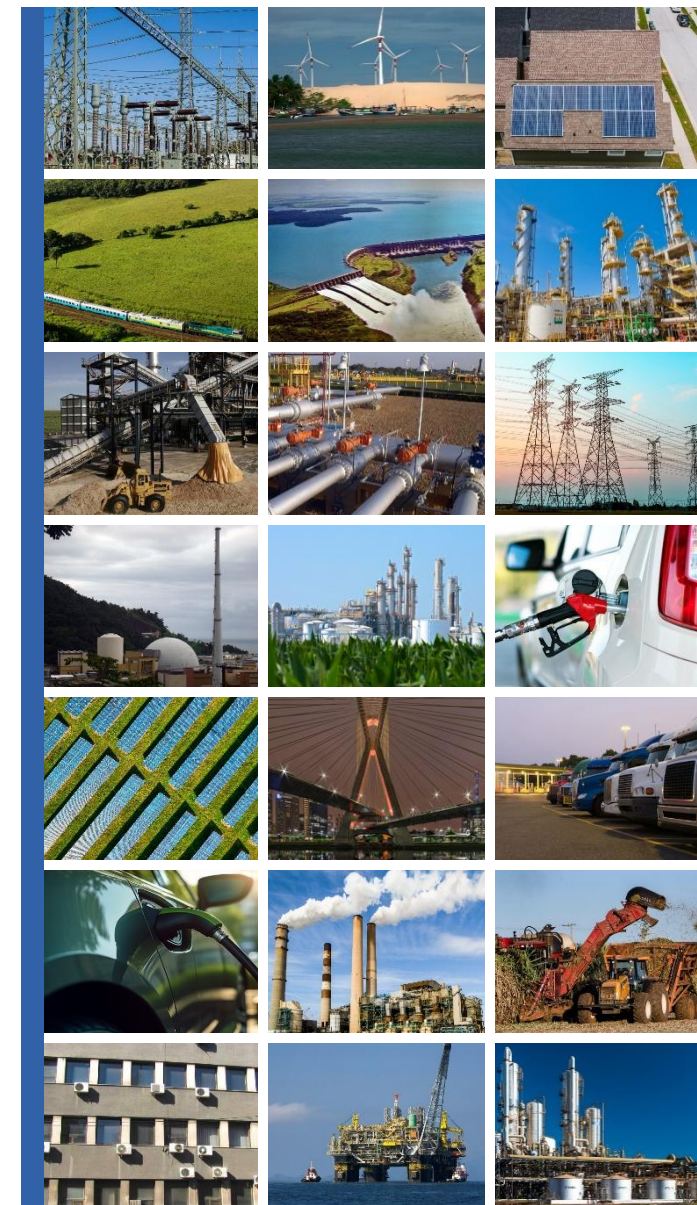
PDE 2035

Transmissão de Energia

Valor Público

Este caderno traz informações sobre os principais estudos de planejamento da expansão da transmissão em destaque no ciclo do PDE 2035, bem como traz as estimativas das evoluções previstas para o Sistema Interligado Nacional e as sinalizações econômicas para o setor.

Com esse trabalho, a EPE traz transparência ao processo de planejamento diminuindo a assimetria de informações sobre a evolução da rede de transmissão e da matriz elétrica do Brasil.



AVISOS

Esta publicação contém projeções acerca de eventos futuros que refletem a visão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 (PDE 2035). Tais projeções envolvem uma ampla gama de riscos e incertezas conhecidos e desconhecidos e, portanto, os dados, as análises e quaisquer informações contidas neste documento não são garantia de realizações e acontecimentos futuros.

Este documento possui caráter informativo, sendo destinado a subsidiar o planejamento do setor energético nacional.

A EPE se exime de responsabilidade por quaisquer ações e tomadas de decisão que possam ser realizadas por qualquer pessoa física ou jurídica com base nas informações contidas neste documento.

- Estudos de Transmissão em Destaque
- Evolução dos Limites das Interligações Regionais
- Cenários de Expansão da Transmissão Avaliados
- Ativos em Final de Vida Útil
- Contratos de Transmissão Vincendos
- Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

Estudos de Transmissão em Destaque

Estudo da Expansão das Interligações Regionais



Estudo com foco no aumento da capacidade de exportação da região Nordeste e na capacidade de importação da região Sul, com as principais premissas a serem atendidas:

- **Ampliar a capacidade de exportação da região Nordeste para 24 GW**, viabilizando o alcance de capacidade instalada de até 60 GW¹ de geração eólica + solar na região Norte/Nordeste até o ano 2033;
- **Aumentar a capacidade de importação da região Sul para 17 GW (2033) e 18 GW (2035)**, reforçando a resiliência do sistema em cenários de escassez hídrica e a segurança do suprimento em cenários de aumento da demanda da região.

Nota: Volume adicional ao considerado na [fase anterior de estudos](#), em linha com o planejado na [etapa de diagnóstico](#).

Estudo da Expansão das Interligações Regionais

Foram estudadas 11 alternativas técnicas, baseadas em diferentes soluções tecnológicas, incluindo:

Soluções em corrente alternada (CA), até o nível de tensão em 1.000kV

Soluções em corrente contínua, em configuração ponto a ponto, nas tecnologias LCC (800kV/3GW) e VSC (600kV/3GW)

Soluções na configuração multiterminal LCC (800kV/3GW/3GW/3GW e 800kV/3GW/1,5GW/1,5GW)

A Alternativa que contempla um sistema HVDC-VSC ponto a ponto, interligando as subestações Angicos (no estado do Rio Grande do Norte) e Itaporanga 2 (na divisa entre os estados de São Paulo e Paraná), bem como um conjunto de obras complementares associadas, **apresentou o menor custo total (R\$ 26,5 bi), sendo selecionada como vencedora**

Estudo da Expansão das Interligações Regionais

Síntese da alternativa vencedora:

- Contempla ampliações em CA nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul para escoamento de potência, incluindo novas linhas de transmissão, recapacitações e novas transformações;
- Novos elementos de compensação síncrona variável nas regiões Nordeste e Sudeste (7 x -200/300Mvar);
- Um novo eixo de transmissão HVDC-VSC 600 kV 3 GW 2.500 km.

➤ Investimentos previstos

Até 2033: R\$ 25 bilhões em obras determinativas

(dos quais, 65%, equivalente a R\$ 17,1 bi, estão diretamente associados ao sistema HVDC-VSC)

Até 2035: R\$ 1,5 bilhões em obras indicativas



Estudo da Expansão das Interligações Regionais

Síntese da solução HVDC-VSC: Bipolo Nordeste II

- HVDC VSC ± 600 kV 3 GW (solução de referência¹);
- Extensão: 2.500 km (SE Angicos– SE Itaporanga 2);
- Conversores VSC 100% Half-Bridge, com proteção contra faltas CC via abertura de disjuntores CA e chaveamento de elementos internos;
- Tempo de recuperação de até 5 s.

A extensão da linha de transmissão aérea prevista representa um **marco inédito nos continentes americano e europeu para projetos baseados nessa tecnologia** até o momento. O projeto posiciona o Brasil na fronteira tecnológica da transmissão em corrente contínua, com potencial para gerar aprendizados e referências relevantes para projetos futuros.

Nota: Considerando diferentes cenários de evolução tecnológica, foram concebidos três projetos de LTcc + Conversoras, em diferentes níveis de tensão: 525kV; 600kV (ou 640kV, mediante pequenos ajustes na LTcc) e 800kV (este último considerando possível quebra de paradigma). As soluções são equivalentes do ponto de vista técnico-econômico e poderão ser utilizadas na licitação, a depender dos avanços nas condições de mercado até o certame e/ou do desenho de leilão.



Estudo da Expansão das Interligações Regionais

Vantagens da adoção da tecnologia VSC

Além da vantagem econômica apresentada, destacam-se os benefícios técnicos trazidos pelo emprego da tecnologia, que a tornam mais efetiva para a aplicação atual no SIN:

Possibilita conexão do terminal Nordeste em região com elevada concentração de IBRs (*Inverter-Based Resources*) e baixa capacidade de curto-circuito

Proporciona melhor desempenho dinâmico para a instalação e para o SIN durante a ocorrência de eventos críticos na rede de transmissão CA, associados a afundamentos de tensão

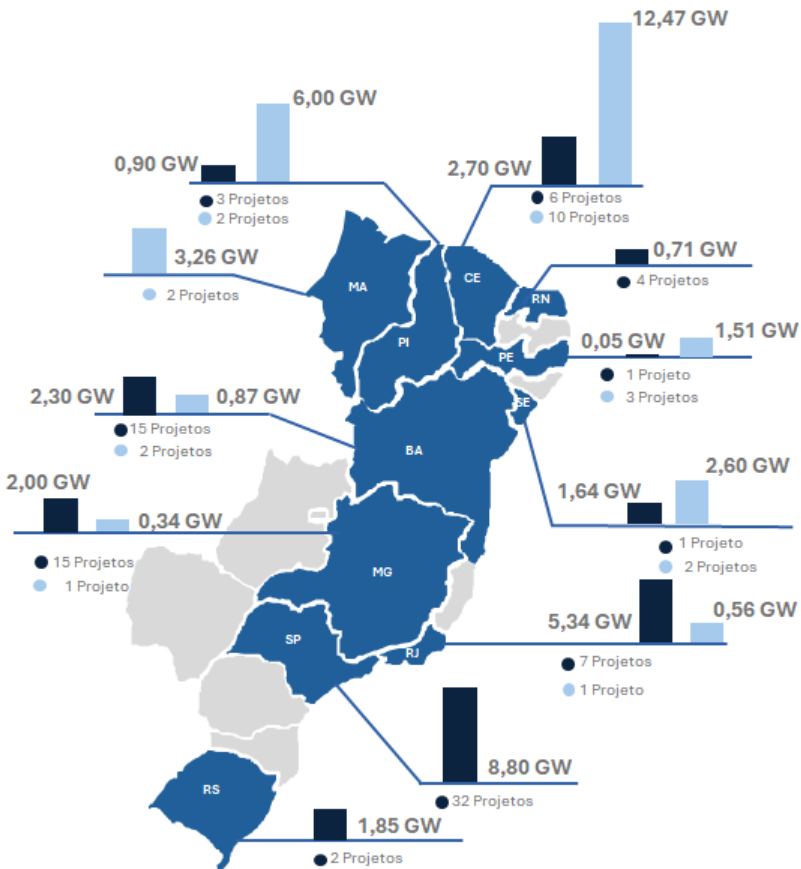
Menor dependência em relação a equipamentos adicionais para suporte de reativos; possibilitando, também, contribuição com corrente de curto-circuito e suporte ao controle de tensão na rede CA

Menor influência dos fenômenos relacionados a *multi-infeed* no terminal de conexão Sudeste

Mais detalhes sobre as especificações técnicas do sistema HVDC disponíveis em: epe.gov.br

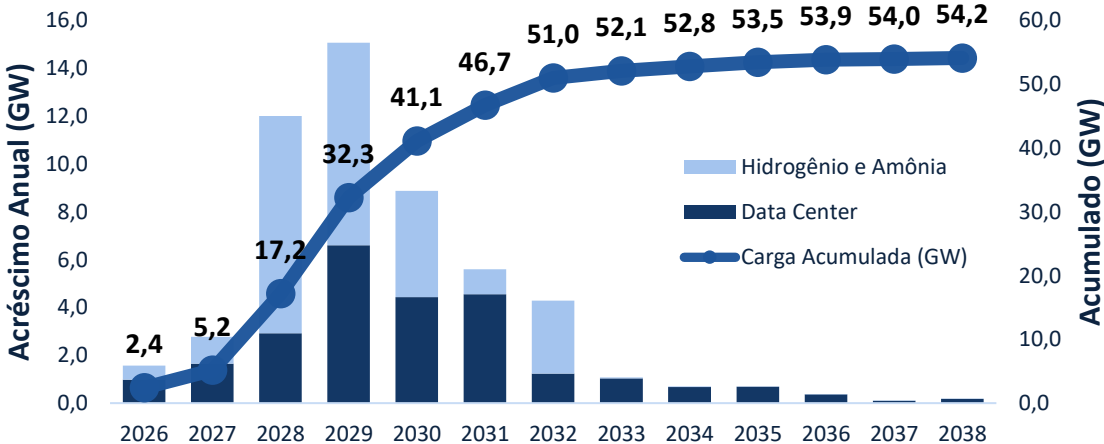
Atendimento a Grandes Cargas

- Devido ao elevado nível de renovabilidade da matriz elétrica brasileira e à alta disponibilidade de fontes renováveis para expansão, o Brasil tem atraído projetos de **data center** e de produção de **hidrogênio via eletrólise**.



Processos de Conexão à Rede Básica no MME por UF até 2038

Fonte: MME. Data Base: outubro de 2025



- Somados, os processos de conexão à Rede Básica totalizam **54,2 GW até 2038**, sendo 26,3 GW de projetos de **data center** e 27,9 GW de plantas relacionadas à indústria de hidrogênio. A título de comparação, o pico de carga atual do Brasil é de aproximadamente 104 GW.
- Verifica-se uma concentração locacional das **plantas de hidrogênio na região Nordeste**, enquanto que, para os projetos de **data center**, o estado de **São Paulo** se desponta.

Em razão dessa elevada demanda de projetos eletrointensivos, a EPE está conduzindo estudos prospectivos de expansão da transmissão para conexão de grandes cargas no horizonte de médio a longo prazo.

Atendimento a Grandes Cargas

Cabe registrar que a concretização efetiva desses projetos no horizonte decenal está sujeita à múltiplos condicionantes. No caso dos **data centers**, embora o crescimento seja impulsionado pela digitalização da economia e pelo avanço da inteligência artificial, a maturação dos projetos depende de fatores como disponibilidade de infraestrutura de telecomunicações, viabilidade econômico-financeira e atendimento às novas regras de garantias para conexão. Para os **projetos de hidrogênio**, além das incertezas de mercado globais apontadas pela IEA, a viabilização depende da consolidação da cadeia produtiva nacional, da competitividade econômica e do desenvolvimento de mercados consumidores.

Adicionalmente, três gatilhos regulatórios nacionais em andamento no 2º semestre de 2025 possuem potencial de impactar significativamente a distribuição geográfica e a viabilidade dos projetos:

- (i) o **REDATA (MP 1318/2025)**, que prevê redução de 20% nas obrigações de contrapartidas para empreendimentos nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, constituindo sinal locacional relevante para data centers;
- (ii) o **REHIDRO (Lei nº 14.948/2024)**, que permite acumulação de benefícios fiscais do REIDI com os de Zonas de Processamento de Exportação (ZPEs), podendo direcionar geograficamente projetos de hidrogênio; e
- (iii) o **Marco das Eólicas Offshore (Lei nº 15.097/2025)**, cujos Arts. 9º, §§ 5º e 6º estabelecem procedimentos para integração ao SIN considerando disponibilidade de pontos de interconexão, podendo demandar reorganização geoelétrica para atendimento dessas cargas.

Importante destacar o impacto da **REN 1122/2025**, que alterou a REN 1017/2022 em maio de 2025, introduzindo **nova lógica de aporte de garantias para conexão de grandes cargas à Rede Básica**. Essa alteração visa evitar protocolos especulativos e sinalizar adequadamente o planejamento seguro de expansão, com potencial de suavização das entradas de cargas e maior previsibilidade para o planejamento da transmissão.

Estudos Prospectivos de *Data Centers*

- Tendo em vista a maior concentração dos projetos de *data centers* no estado de São Paulo, notadamente nas **Regiões Metropolitanas de São Paulo e Campinas**, constaram da **Programação de Estudos do ano de 2024** dois estudos de expansão da transmissão que abrangem essas regiões: i) **Reforço do sistema da região central da cidade de São Paulo (parte I e II)** e ii) **Atendimento à região de Campinas, Bom Jardim e Itatiba (partes I e II)**.
- A Parte I do estudo i) foi **concluída em fevereiro de 2024** ([link](#)) e teve como resultado a indicação de soluções estruturais, visando um aumento de confiabilidade para o sistema de transmissão de energia na região, considerando também o atendimento da expressiva expansão da demanda projetada para os próximos anos dos **grandes projetos de *data centers* (cerca de 500 MW)**.
- A Parte I do estudo ii) foi **concluída em dezembro de 2024** ([link](#)) e recomendou um conjunto de reforços que envolvem as subestações de Bom Jardim, Fernão Dias e Poços de Caldas, além de aumento de capacidade de LTs de 440 kV da ISA-CTEEP, liberando margem para conexão de projetos nessa região que se encontram em fase de pedido de acesso à Rede Básica (**algo entre 800 MW e 1 GW**, a depender do ponto



Estudos Prospectivos de *Data Centers*

- A Parte II do estudo i) (Região Central) **está em andamento** e deve ter como resultado a indicação de soluções estruturais para cerca **2,0 GW** adicionais.
- A Parte II do estudo ii) (Campinas e Bom Jardim) **está em andamento** e deve ter como resultado a indicação de soluções estruturais para cerca **5,0 GW** adicionais.
- Para o estado do **Rio Grande do Sul**, tendo em vista o projeto em fase de estudo de Mínimo Custo Global no âmbito do MME, que prevê uma demanda total da ordem de **5 GW**, consta da programação de estudos de 2025 o “**Estudo Prospectivo para Inserção de Cargas de *Data Centers* no Estado do RS**”. **Previsão de emissão: dezembro/25**



Estudo de Atendimento a Grandes Cargas na Região Nordeste

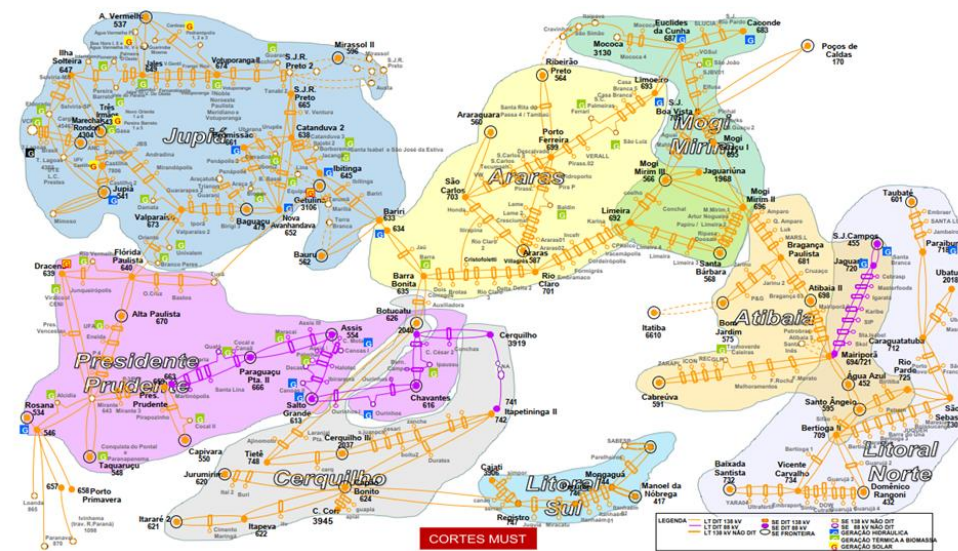
- Por meio de ofício encaminhado à EPE no início de 2025, o Ministério de Minas e Energia – MME definiu as diretrizes para a realização de estudo de expansão da transmissão, que deverá **aumentar em 4 GW** a capacidade existente de conexão de carga na **região Nordeste**.
- Nesta região, as plantas relacionadas à **indústria do hidrogênio** têm sido destaque, muito embora nos últimos meses tenha sido observado um aumento da procura por conexão de **data centers**.
- Os estados do **Ceará e Piauí** se destacam como os de maior potência instalada para grandes cargas, com respectivamente **18,5 GW e 3,6 GW**.
- As indústrias de data centers e de hidrogênio têm se desenvolvido rapidamente, porém, ainda há **grandes incertezas** quanto ao seu ritmo de evolução, com rebatimentos no processo de planejamento da transmissão.

O estudo em desenvolvimento pela EPE tem uma visão prospectiva que recomendará reforços na rede que possam ser escalonáveis, visando trazer maior segurança para a tomada de decisão de investimento na rede de transmissão nacional. Os reforços e ampliações recomendados poderão atender tanto os projetos de hidrogênio quanto de data center.

Estudo para Aumento de Confiabilidade e Introdução de Novas Tecnologias

REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP – PARTE II

- O estado de **São Paulo** compreende a maior rede do país classificada como **Demais Instalações de Transmissão – DIT**. Essa rede tem assumido um papel cada vez mais relevante no atendimento às cargas de grandes distribuidoras locais, com uma dinâmica diferenciada de comportamento, sendo impulsionada pelas **solicitações de novos empreendimentos de consumidores data centers**, seja por conexão diretamente nessas redes, seja por conexão nas redes de distribuição.
- Em razão dessa dinâmica diferenciada, ao longo do ano de 2025 foi realizado o estudo de **Reforços na Rede DIT de São Paulo – Parte II**, que buscou garantir o pleno atendimento e o crescimento das cargas das **Concessionárias de Distribuição locais** (CPFL Paulista, Neoenergia Elektro e Energisa S/SE), com maior enfoque nas regiões de **Araras, Atibaia e Mogi Mirim**. Essas regiões têm enfrentado **restrições para pedidos de aumento de MUST** (Montante de Uso do Sistema de Transmissão) por essas distribuidoras.



Fonte: ONS

Estudo para Aumento de Confiabilidade e Introdução de Novas Tecnologias

REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP – PARTE II

- Tendo em vista o porte do sistema DIT analisado e em linha com a visão de inovação tecnológica, entendeu-se como oportuno continuar avaliando como alternativa de solução os dispositivos **FACTS (Flexible AC Transmission Systems)**, denominados **SSSC (Static Synchronous Series Compensator)**, que foram objeto de recomendação na Parte I desse mesmo estudo das DITs de São Paulo.

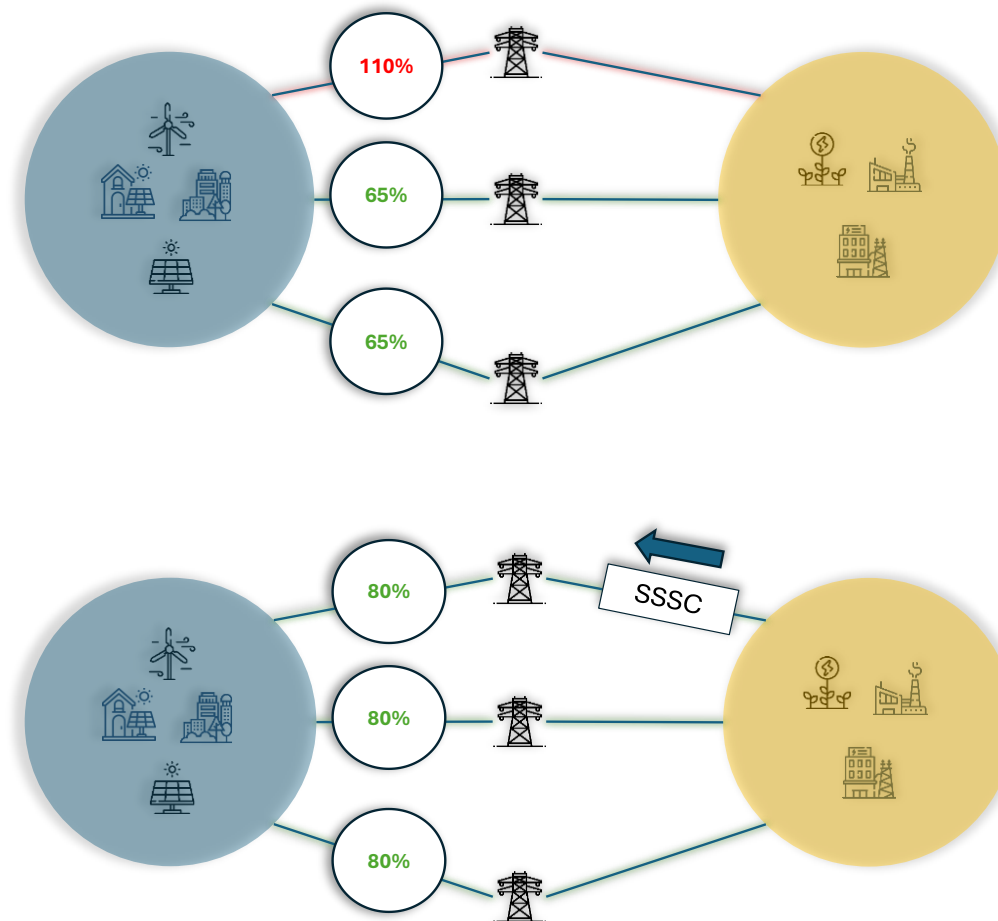


Fotos: ISA Energia – Fase de implantação do equipamento SSSC na Subestação Ribeirão Preto 138 kV

Estudo para Aumento de Confiabilidade e Introdução de Novas Tecnologias

REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP – PARTE II

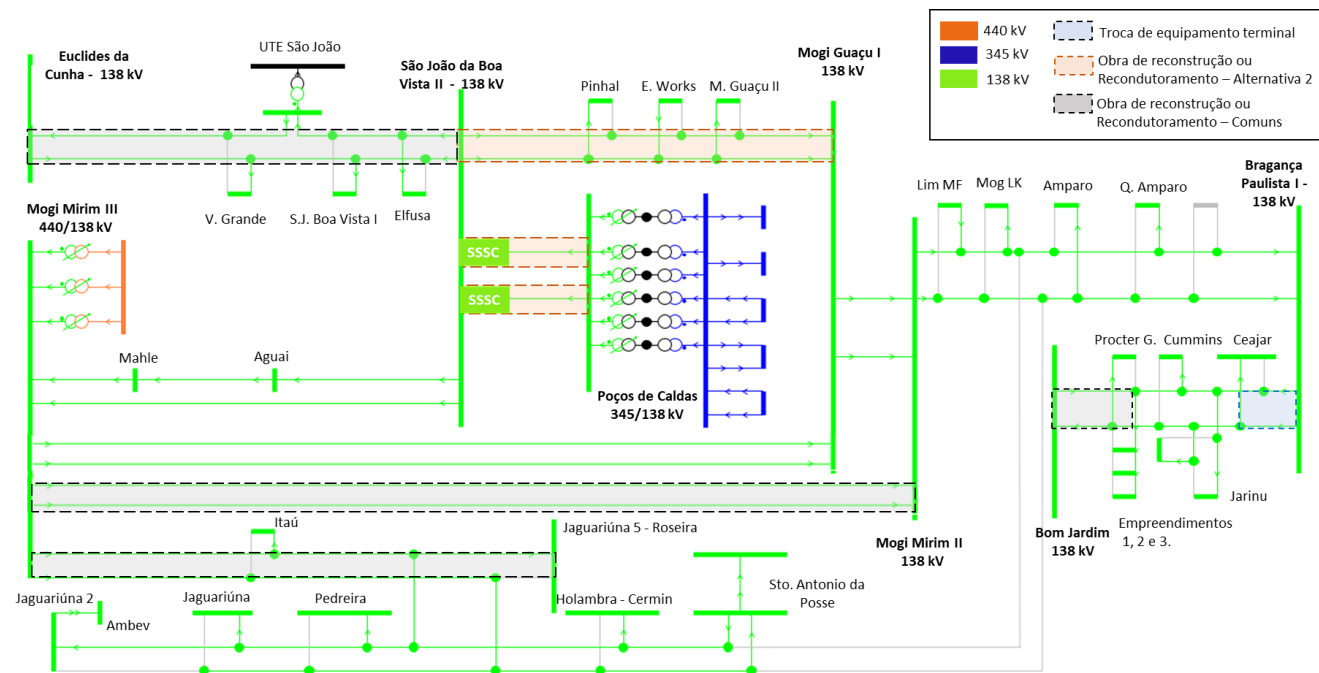
- O SSSC é capaz de fornecer uma variedade de benefícios, incluindo o **controle independente do fluxo de potência ativa e a melhoria da capacidade de transferência de potência das linhas de transmissão**. Esses dispositivos são especialmente úteis em situações onde o controle do fluxo de potência é necessário para otimizar o desempenho do sistema de energia.
- Um outro aspecto quanto à tecnologia SSSC é a sua **modularidade e flexibilidade**, pois ainda que o sistema evolua com alterações na rede, como, por exemplo, o seccionamento de linhas de transmissão, é possível manter a sua capacidade de controle de fluxo, seja incluindo novos módulos, ou mesmo transportando para outros pontos do sistema.
- A expectativa é de adquirir experiência com a nova tecnologia **SSSC**, ainda que em uma **escala de aplicação mais reduzida** na rede, propiciando a abertura de um novo caminho de possibilidades de alternativas aplicáveis ao sistema interligado nacional como um todo.



Estudo para Aumento de Confiabilidade e Introdução de Novas Tecnologias

REFORÇOS NO SISTEMA DIT DO ESTADO DE SP –PARTE II

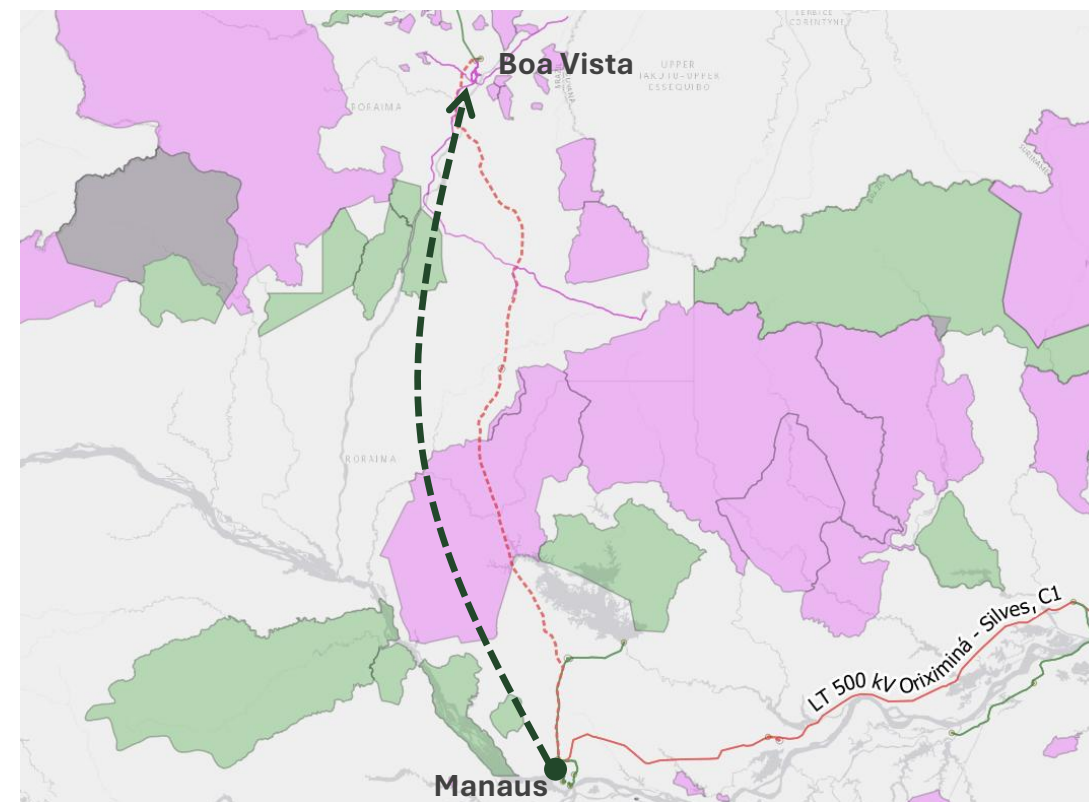
- Como resultado desse estudo, dentre outras obras estruturantes, recomendou-se um novo conjunto de equipamentos **SSSC**, agora a serem instalados em série com a **LT 138 kV Poços de Caldas - São João da Boa Vista II C1 e C2**. Essa linha de transmissão tem sido o principal gargalo, em termos de sobrecarga, para o atendimento às distribuidoras locais.
- Considerando a **capacidade de controle de fluxo** proporcionada pelo equipamento **SSSC**, a expectativa é que essa solução possibilite a **contratação de aumento de carga pelas distribuidoras em um prazo mais reduzido**, dado que o prazo de implantação esperado para a esse dispositivo é sensivelmente inferior às demais obras, como as obras de recondutoramento de linhas existentes.



Estudos para Redução de Encargos de Serviços de Sistema – Roraima

- A EPE iniciou no segundo semestre em 2025 a elaboração da parte II do estudo de transmissão mencionado anteriormente, que foca na eliminação da necessidade de geração térmica no **estado de Roraima** por razões de confiabilidade, relacionadas à **perda dupla** dos circuitos da interligação Manaus – Boa Vista.
- O estudo conta com participação da distribuidora local, Roraima Energia, cujo apoio é fundamental para definição de um **novo ponto de suprimento** de Rede Básica para o estado.
- Além dos desafios técnicos, o estudo conta com imensos **desafios socioambientais**, já que a LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista passa pela terra indígena Waimiri-Atroari e qualquer corredor alternativo para conexão implica em impactos em terras indígenas e/ou unidades de conservação existentes.
- A figura ao lado mostra os desafios para a expansão da rede de transmissão que atende o estado de Roraima.

Alternativas em estudo para reforço no atendimento a Roraima



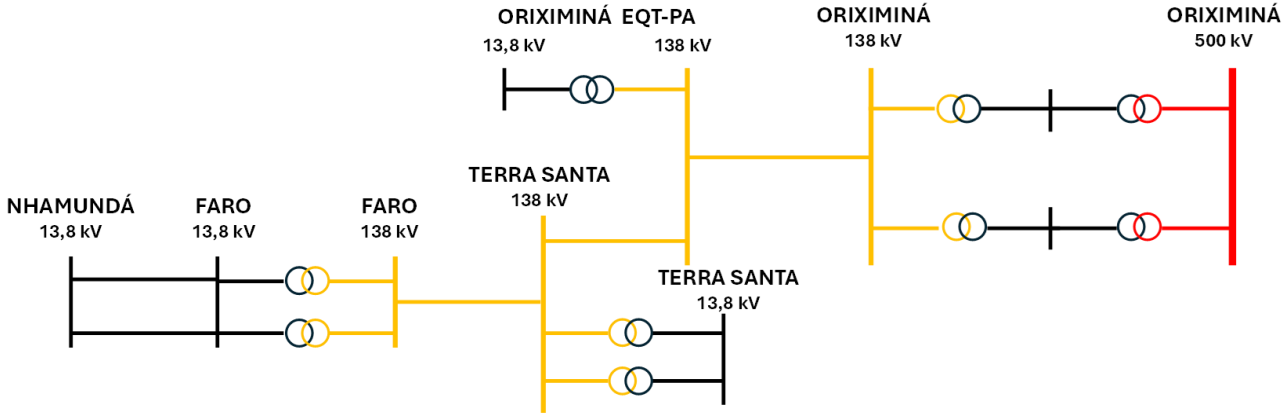
- Terras Indígenas
- Unidade de Conservação – Proteção Integral
- SE: Subestação

Estudos para Redução de Encargos de Serviços de Sistema

Sistemas Isolados do Pará e do Amazonas

- A EPE publicou o estudo “Avaliação dos Benefícios Econômicos da Interligação Conjunta dos Sistemas Isolados de Nhamundá-AM, Faro-PA e Terra Santa-PA”, que avaliou a **viabilidade econômica** da interligação dessas localidades.
- As localidades de Faro e Terra Santa, no estado do Pará, já estavam nos planos de interligação da Equatorial-PA. No entanto, em virtude da localização próxima da localidade de Nhamundá-AM, distante apenas 5 km de Faro, avaliou-se a possibilidade **robustecer a solução prevista anteriormente** para incluir essa localidade amazonense.
- Ao longo das análises, verificou-se que a interligação das três localidades tem capacidade de **reduzir os desembolsos da CCC*** entre 2034 e 2037 com *pay-back* variando de 6 a 9 anos.
- O estudo indica que a interligação de Nhamundá **aumenta a atratividade** da interligação de Faro e Terra Santa, ampliando os benefícios já identificados da interligação das localidades do Pará.
- A tabela ao lado indica os benefícios previstos relacionados às **emissões evitadas**.

Diagrama unifilar da solução e estimativas de emissões evitadas



Localidade	Emissões da carga requerida por UTE a diesel (mil tCO2eq)	Emissões da carga requerida pelo SIN (mil tCO2eq)	Emissões evitadas (mil tCO2eq)
Terra Santa-PA	367	41	326
Faro-PA	128	14	114
Nhamundá-AM	222	25	197
TOTAL	717	80	637

*CCC: Conta de Consumo de Combustíveis

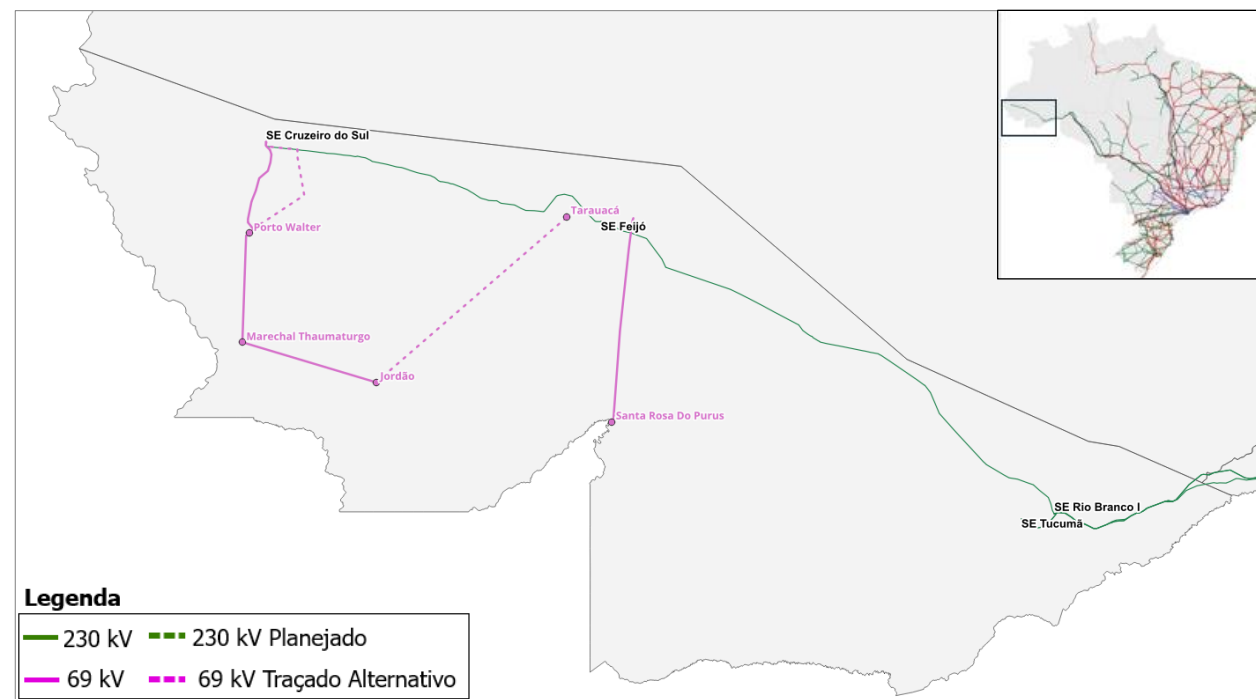
Estudos para Redução de Encargos de Serviços de Sistema

Sistemas Isolados do Acre

- Com a publicação da Nota Técnica 023/2023, a EPE concluiu a análise de viabilidade técnica e econômica da interligação ao SIN de **três das quatro últimas localidades isoladas no estado do Acre**, que podem deixar de ser abastecidas exclusivamente por termelétricas a óleo diesel.
- A Nota Técnica aponta a interligação dos municípios de **Porto Walter, Marechal Thaumaturgo e Jordão**, que dependentes e juntas a conexão dessas três localidades ao SIN têm potencial para reduzir o valor a ser desembolsado pela CCC em até **5 anos após a data considerada para a interligação**.
- Em 2025 a EPE recebeu contribuições da **distribuidora Energisa Acre com um refinamento dos custos**, buscando uma maior aderência às características e **desafios de implantação específicos das localidades**. O material encontra-se sob análise de diferentes áreas da EPE para uma revisão das análises e posterior outorgas das soluções consolidadas. O Ministério de Minas e Energia (MME) segue acompanhando e fomentando a interligação e transição energética.

*CCC: Conta de Consumo de Combustíveis

Diagrama da solução recomendada



Aumento da Resiliência do Sistema Frente a Eventos Climáticos Extremos



Fonte: [National Geographic](#)



Fonte: [ANEEL](#)



Fonte: [G1](#)



Fonte: Adaptado de [MegaWhat](#)

Eventos extremos recentes como ondas de calor, secas históricas, enchentes e ventos intensos mostram a necessidade de um olhar específico para vulnerabilidades do sistema elétrico.

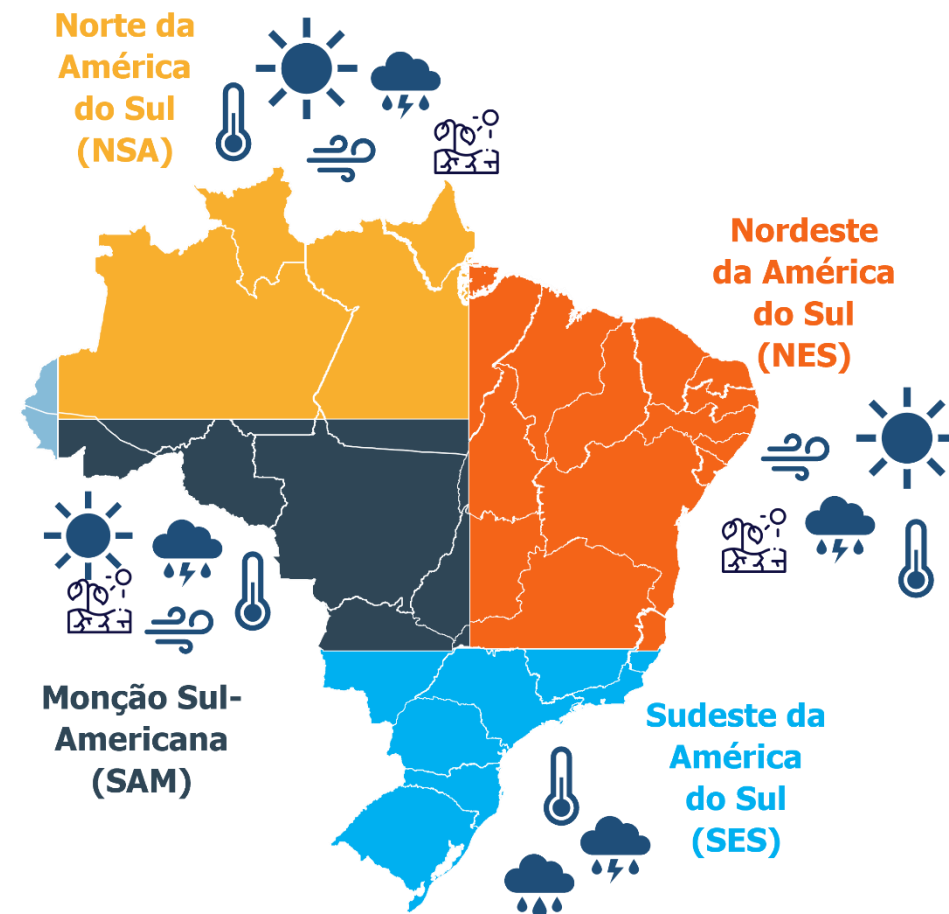
Aumento da Resiliência do Sistema Frente a Eventos Climáticos Extremos

- A EPE tem realizado estudos para **sistematizar referências** e **consolidar o conhecimento** sobre resiliência climática em sistemas elétricos.
- Devido às dimensões continentais do Brasil, **os riscos** associados às mudanças climáticas **variam significativamente entre as regiões**.
- A EPE tem produzido **factsheets** temáticos, que sintetizam informações relevantes sobre a relação entre **mudanças climáticas** e temas estratégicos para a **resiliência do sistema** elétrico nacional.
- Um desses documentos **aborda especificamente o sistema de transmissão**, com o objetivo de apresentar os temas de forma clara e acessível, **facilitando a compreensão** por públicos diversos e servindo como base para o desenvolvimento de **estratégias de adaptação**.



Aumento da Resiliência do Sistema Frente a Eventos Climáticos Extremos

- Entre os diversos estudos de expansão da rede conduzidos pela EPE — que, em sua maioria, contribuem de forma indireta para o aumento da resiliência e da flexibilidade do sistema — **alguns trabalhos foram desenvolvidos com foco explícito na adaptação às mudanças climáticas e no fortalecimento da resiliência**, considerando as particularidades regionais. Dentre eles, destacam-se:
 - Acre e Rondônia:** Atendimento às cargas em cenários de **crise hídrica extrema**, com reforços na rede de transmissão já em processo de outorga no leilão nº 04/2025.
 - Rio Grande do Sul:** Modificação dos traçados de referência e localização de subestações com o objetivo de reduzir a vulnerabilidade da infraestrutura a **alagamentos e inundações**.
 - Amapá, Amazonas e Roraima:** Novo eixo de transmissão para suprimento aos estados mitigando riscos relacionadas à **perda dupla** dos circuitos da interligação Xingu – Lechuga, contemplando análises específicas de **afastamento de torres**.
 - Interligações Regionais:** Identificação de novos bipolos e ampliações da rede que aumentem a **flexibilidade operativa e a redundância do sistema**, contribuindo para a **segurança do suprimento eletroenergético** diante de eventos climáticos extremos.



Fonte: IPCC WGI Atlas Interativo

Evolução dos Limites das Interligações Regionais

Evolução dos Limites das Interligações Regionais

A redução dos limites de intercâmbio projetados para o horizonte decenal, a ser observada mais a frente, em comparação ao previsto nos últimos PDEs, reflete os desafios recentes associados à representação das usinas eólicas e solares nas simulações de estabilidade eletromecânica do SIN

As atualizações implementadas nos modelos oficiais, após a perturbação de 15 de agosto de 2023, resultaram em uma menor contribuição de potência reativa dessas fontes em situações de falta

Essa condição tem levado a resultados mais restritivos nas análises, especialmente em cenários de elevada participação de renováveis variáveis, evidenciando maior sensibilidade do sistema a eventos que levam a variações de tensão

Diante das incertezas associadas a esses modelos, EPE e ONS envidaram esforços para o desenvolvimento de uma base de dados de planejamento, buscando além da maior aderência entre as simulações e o comportamento real do sistema observado em agosto de 2023, representar a conformidade do desempenho dessas plantas com os requisitos mínimos estabelecidos em Procedimentos de Rede

Além de ganhos de usabilidade obtidos, a referida base de dados, divulgada em agosto de 2025, trouxe ganhos de performance para o SIN em contingências na rede de transmissão, porém, como de se esperar, inferior à base pré-perturbação de agosto de 2023.

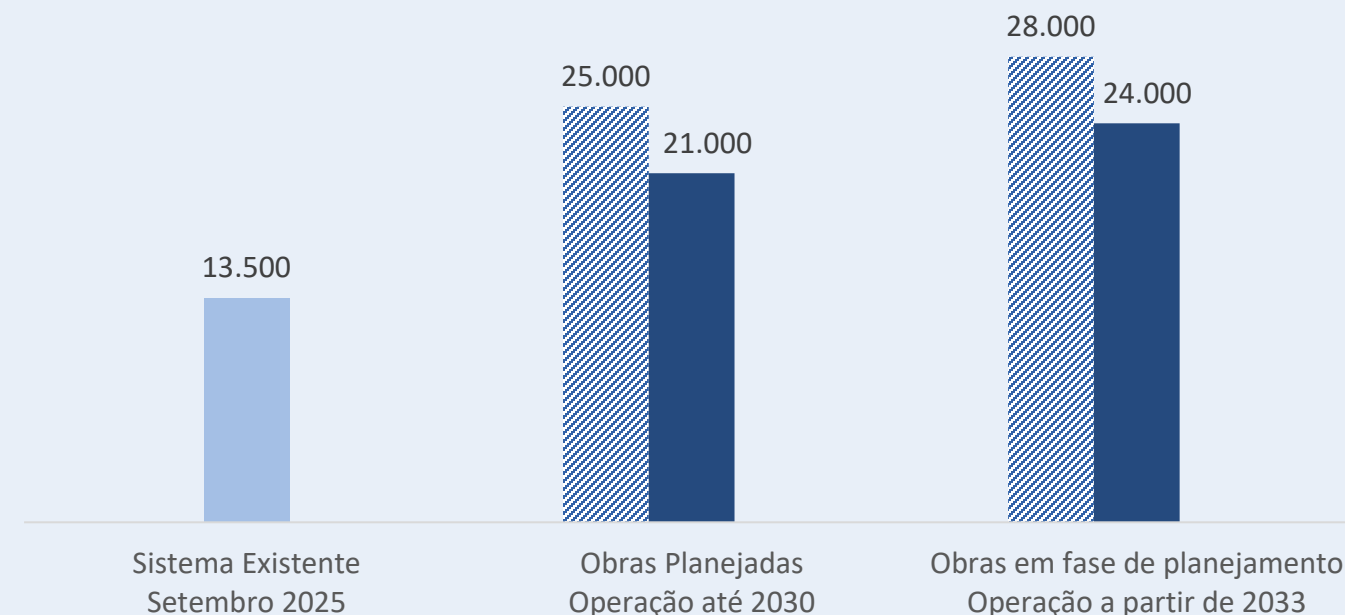
Entende-se que a utilização dessa base de dados possibilitará a recomendação de expansões da rede de transmissão com menor custo de arrendimento.

Avanços nessa temática são esperados a partir da evolução do processo de validação dos modelos oficiais, atualmente em andamento, conforme providências estabelecidas a partir do Relatório de Análise da Perturbação – RAP 0012/2023

Aumento da Capacidade de Exportação da Região Nordeste



Evolução da capacidade de exportação da região Nordeste (MW)



▨ Com base em modelos disponíveis na bases de dados do SIN, antes de agosto de 2023 (Ref.: PDE 2034)

● Com base em modelos disponíveis na base de dados de planejamento do SIN, de agosto de 2025

Nota 1: Os valores apresentados correspondem à média de limite de intercâmbio. É esperada variação (positiva ou negativa) nesses valores a depender do cenário de carga e geração praticado.

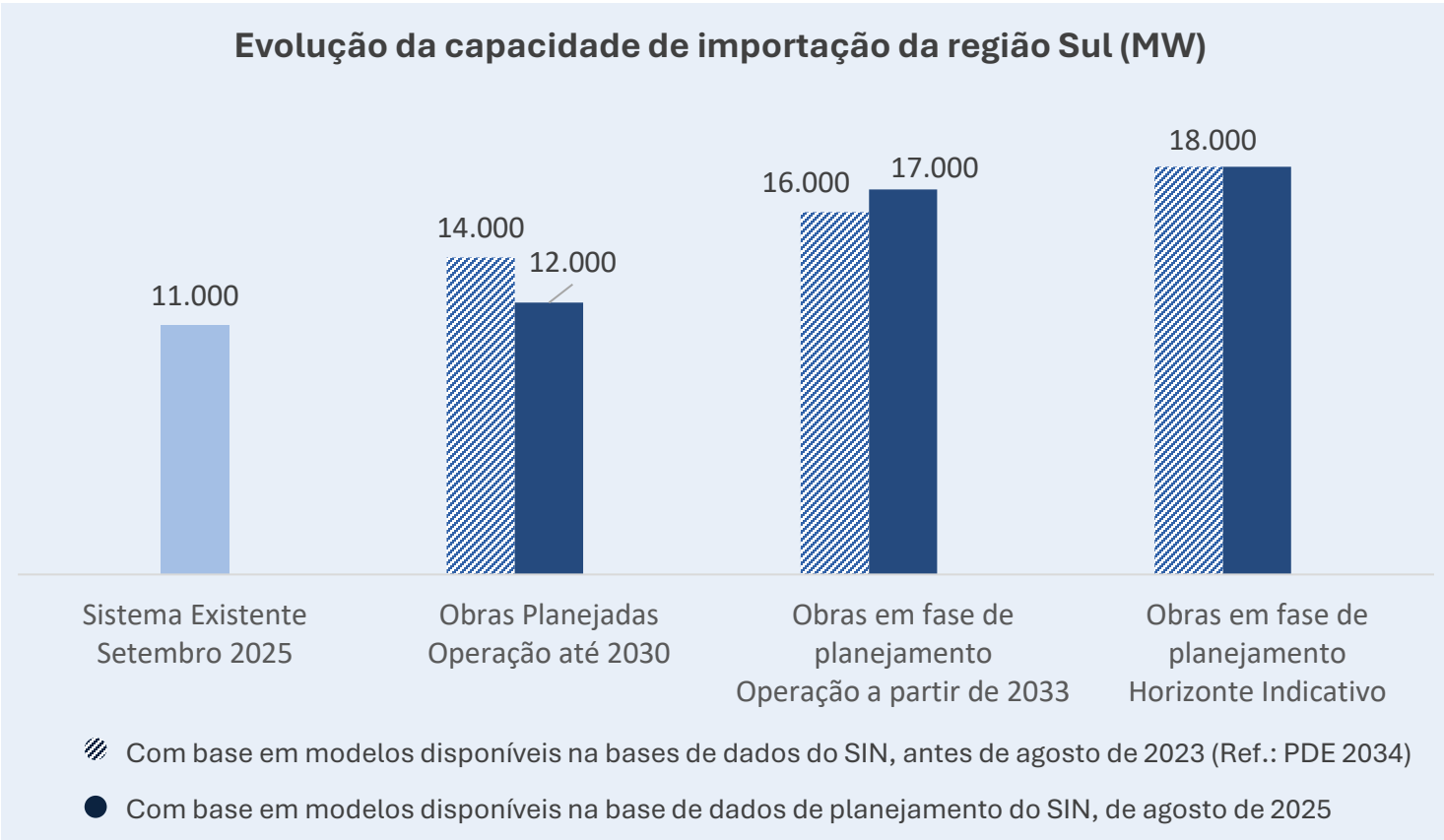
Nota 2: As obras em fase de planejamento correspondem às obras recomendadas no estudo de expansão das interligações regionais referido na seção “Estudos de Transmissão em Destaque”.

Nota 3: A necessidade de expansão da capacidade de exportação da região Nordeste para o ano 2033 foi atualizada, com base em dados prospectivos de geração e cargas eletrointensivas previstas para a região no PDE2035, conforme destacado na seção 1.3.1 do Relatório [EPE-DEE-RE-071-2025](#).

Aumento da Capacidade de Importação da Região Sul



Evolução da capacidade de importação da região Sul (MW)



Nota 1: Os valores apresentados correspondem à média de limite de intercâmbio. É esperada variação (positiva ou negativa) nesses valores a depender do cenário de carga e geração praticado.

Nota 2: As obras em fase de planejamento correspondem às obras recomendadas no estudo de expansão das interligações regionais referido na seção “Estudos de Transmissão em Destaque”.

Nota 3: O aumento na necessidade de expansão da capacidade de importação da região Sul, em 2033, foi motivado pelo aumento da carga projetada pelas distribuidoras dessa região, no PDE2035, conforme destacado na seção 1.3.2 do Relatório [EPE-DEE-RE-071-2025](#).

Cenários de Expansão da Transmissão Avaliados

Caracterização dos Cenários de Expansão

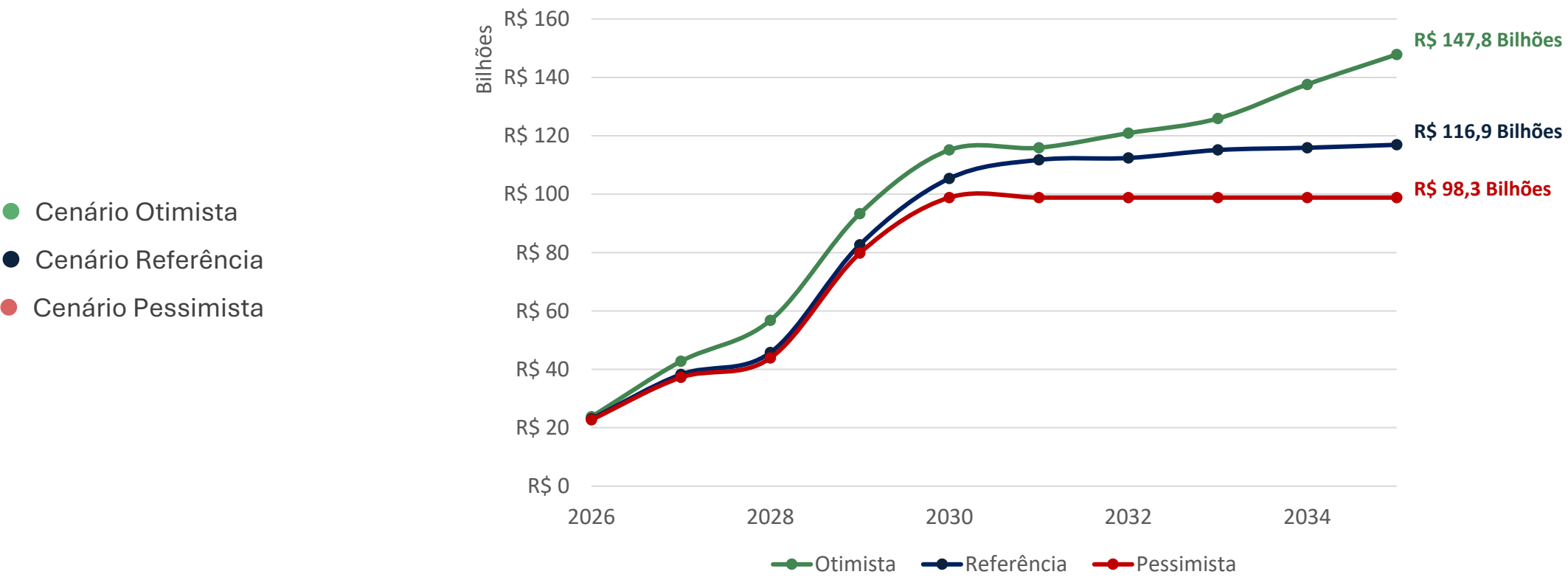
Para o levantamento das estatísticas do PDE 2035, foram considerados apenas os estudos de planejamento concluídos até junho de 2025. Dessa forma, alguns dos estudos referidos na seção “Estudos de Transmissão em Destaque” não foram contemplados.

Para as estatísticas, as obras com outorga foram representadas com as datas que constam nas planilhas de acompanhamento da ANEEL. Já para as **obras ainda sem outorga**, buscou-se avaliar a dinâmica temporal de implantação em três cenários, considerando as incertezas inerentes ao processo de planejamento:

- **Cenário de referência:** cenário base deste PDE; considera a data de necessidade das obras ainda sem outorga conforme os últimos diagnósticos regionais dentro do horizonte de 2035 e a data de tendência de acordo com os prazos médios do processo de outorga.
- **Cenário otimista:** considera antecipações das obras ainda sem outorga em relação à data de tendência do cenário de referência.
- **Cenário pessimista:** não considera a implantação das obras ainda sem outorga.

Estatísticas Gerais dos Cenários

Investimentos Acumulados – Cenários PDE 2035



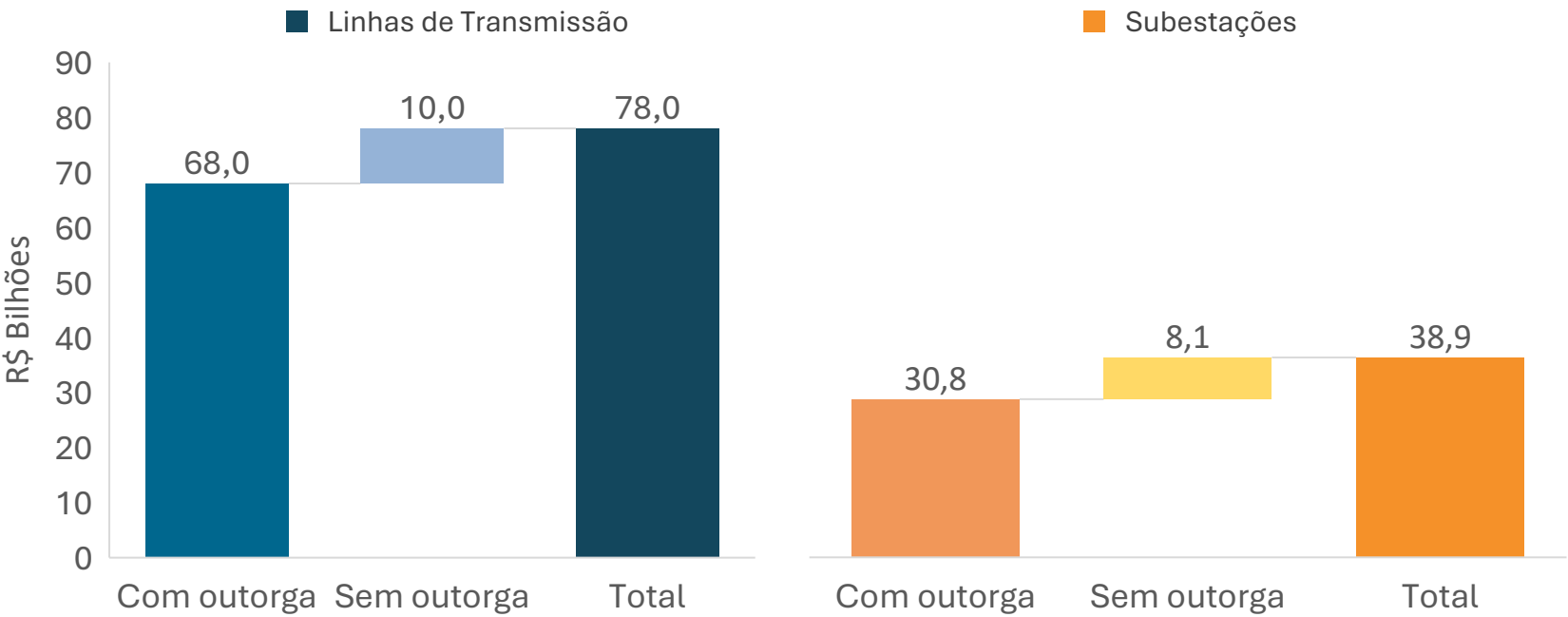
Fonte: EPE

Nota: Investimentos estimados conforme Banco de Preços ANEEL, data base ajustada para dezembro/2024.

Cenário de Referência: Investimentos

Tipos de investimentos – PDE 2035 – Cenário referência

Fonte: EPE



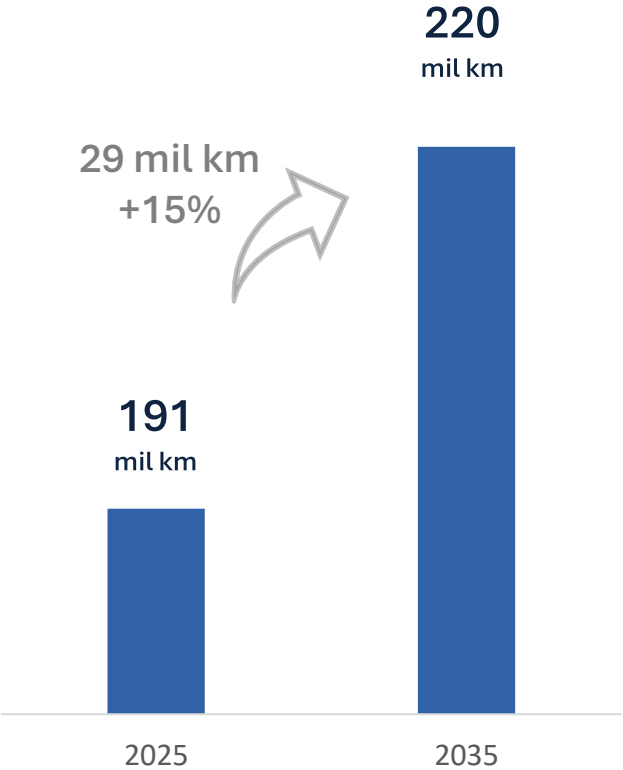
- **Investimentos totais:**
R\$ 116,9 Bilhões.
- **Investimentos com outorga:**
R\$ 98,8 Bilhões.
- **Investimentos sem outorga:**
R\$ 18,1 Bilhões.

Nota: Investimentos estimados conforme Banco de Preços ANEEL, data base ajustada para dezembro/2024.

Cenário de Referência: Linhas de Transmissão

Tensão	800 kV	750 kV	600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	Total
Estimativa Dez/2025	9.204	2.706	12.768	78.178	7.072	11.035	70.390	191.353
Evolução 2026-2035	2.936	0	0	18.273	66	508	6.998	28.781
2026-2030	0	0	0	17.856	66	360	5.639	26.857
2031-2035	2.936	0	0	417	0	148	1.359	1.923
Estimativa Dez/2035	12.140	2.706	12.768	96.451	7.138	11.543	77.388	220.134

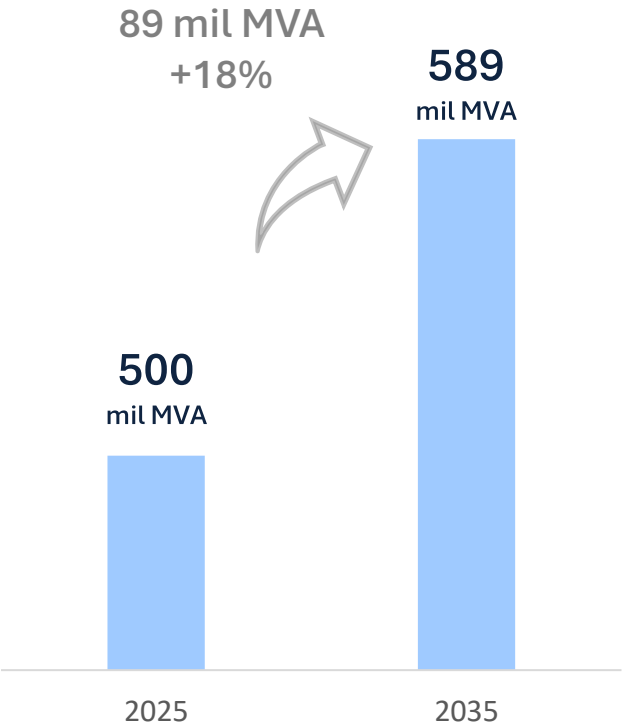
Nota: Extensões em km. Nos casos de LTs em circuito duplo ou bipolos de corrente contínua, as extensões foram computadas por circuito e por polo.



Cenário de Referência: Subestações

Tensão	800 kV	750 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV	Total
Estimativa Dez/2025	15.700	24.897	232.847	31.942	63.280	131.648	500.314
Evolução 2026-2035	10.000	0	39.366	5.529	11.689	22.435	89.018
2026-2030	10.000	0	30.723	5.130	8.341	17.745	71.939
2031-2035	0	0	8.643	399	3.347	4.690	17.079
Estimativa Dez/2035	25.700	24.897	272.213	37.471	74.969	154.083	589.332

Nota: Potências em MVA, associados à capacidade instalada nominal dos transformadores referenciados ao lado de alta dos equipamentos.



Ativos em Final de Vida Útil

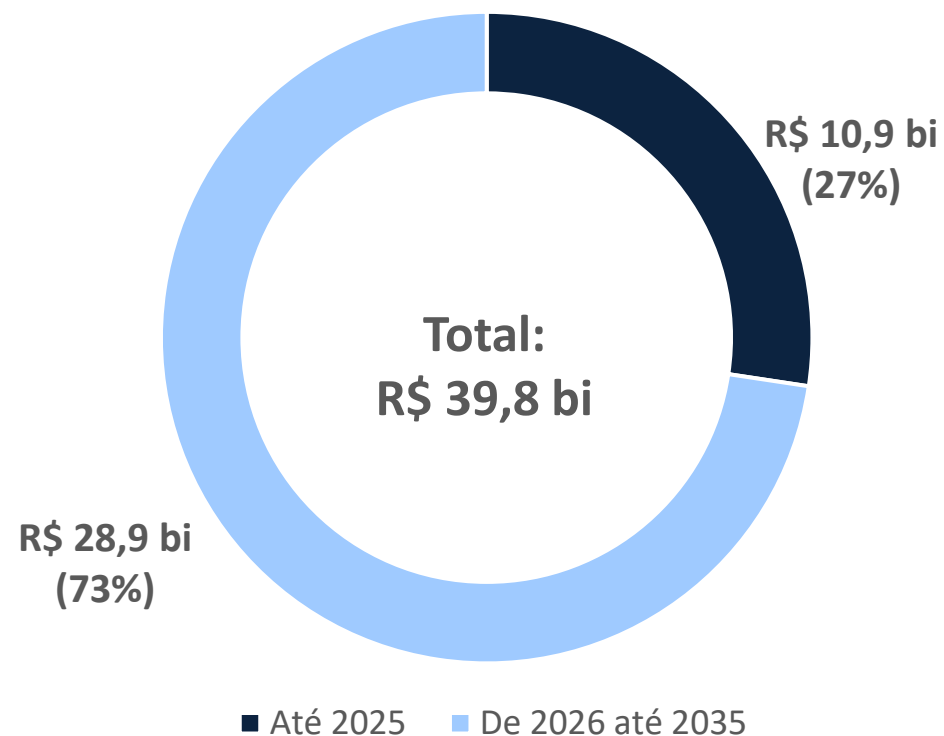
Envelhecimento dos Ativos

- Um desafio a ser enfrentado pelo planejamento da transmissão consiste no **envelhecimento** do sistema de transmissão brasileiro.
- Há que assegurar a **substituição racional** da infraestrutura do sistema elétrico em fim de vida útil de modo que a malha de transmissão possa operar com os níveis de confiabilidade e qualidade exigidos pela sociedade
- Os investimentos mapeados **não estão associados à superação técnica das instalações**, mas apenas à referência temporal da vida útil regulatória. A necessidade de substituição efetiva desses equipamentos **depende de informações prestadas** pelas concessionárias responsáveis pelos ativos.
- Portanto, os investimentos apresentados nessa seção são apenas **potenciais**, não entrando nas estatísticas gerais da transmissão apresentados anteriormente.
- A Tomada de Subsídios nº 08/2024 da ANEEL, que regulamentará o Decreto nº 11.314/2022 será um importante marco para os aprimoramentos do processo.

Investimentos em Subestações – Vida Útil Regulatória

Fonte: Adaptado de Relatório de Controle Patrimonial, Transmissoras Seleccionadas, ANEEL, 2018

- Vida útil regulatória superada até 2025
- Vida útil regulatória a ser superada entre 2026 e 2035



Nota: Investimentos potenciais. Não fazem parte do câmputo de investimentos do PDE.

Contratos de Transmissão Vencidos

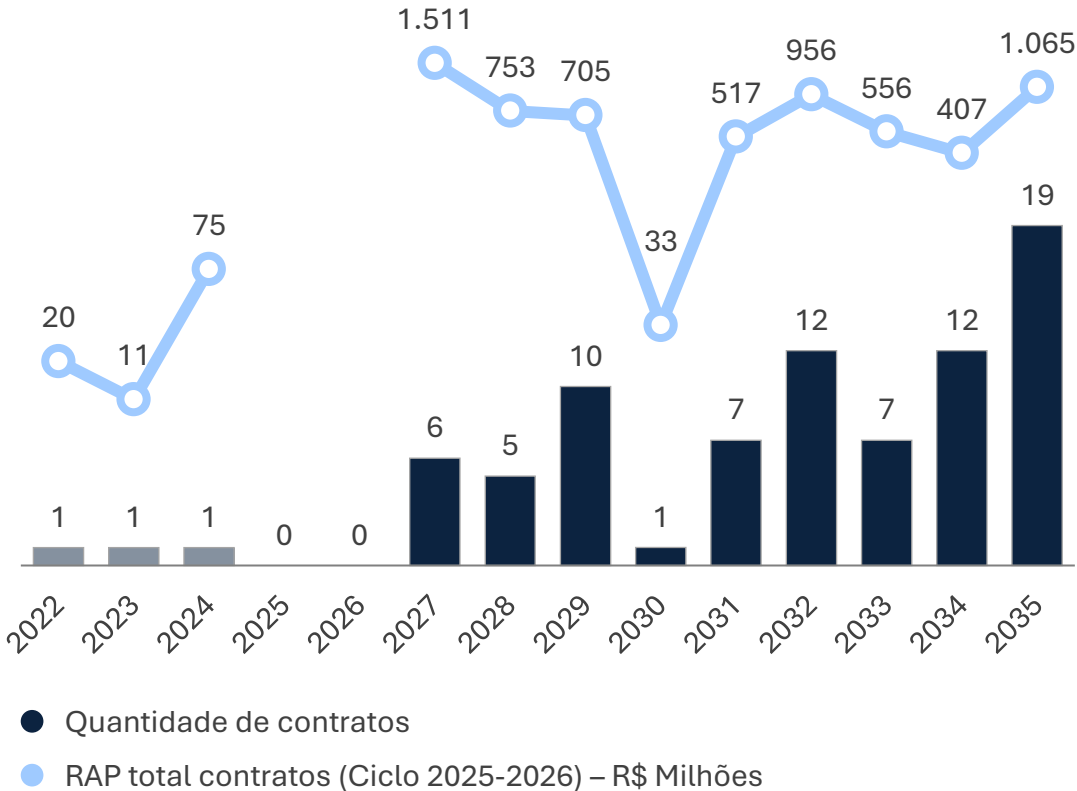
Outorgas de Transmissão Vincendas

- No horizonte do PDE, estão previstos **términos de diversos contratos de concessão** de ativos de transmissão, que têm duração típica de 30 anos.
- O processo de renovação de outorgas foi regulamentado em 2022¹. Estabeleceu-se a necessidade de análises de planejamento com **36 meses de antecedência** ao término.
- A **gestão, física e contratual, destes ativos** passa a ser ainda mais relevante para a otimização, eficiência, sustentabilidade e confiabilidade da rede.
- O MME tem atuado de maneira diligente no monitoramento de contratos vincendos. Ao passo que a EPE tem atuado em análises das **sinergias entre os ativos** dos contratos vincendos e potenciais necessidades de expansão local.
- A **otimização de processos e estudos** entre as instituições é fundamental dado o volume de contratos e ativos previstos.

¹ Decreto nº 11.314, de 28 de dezembro de 2022

Contratos Vincendos – Cronograma Análises de Planejamento

Fonte: EPE



Nota: RAP total em escala logarítmica para facilitar visualização.

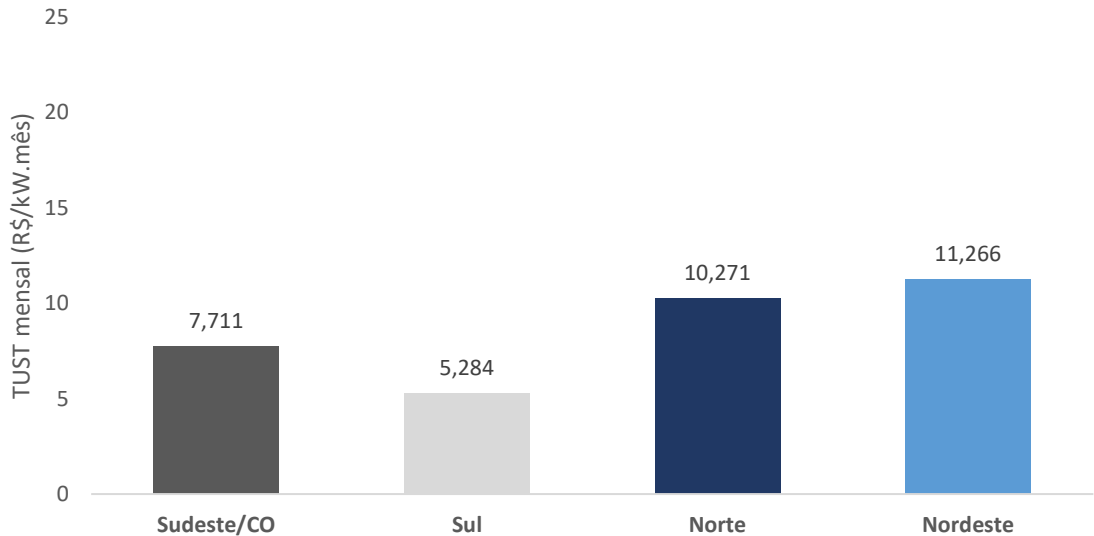
Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão

Considerações Gerais

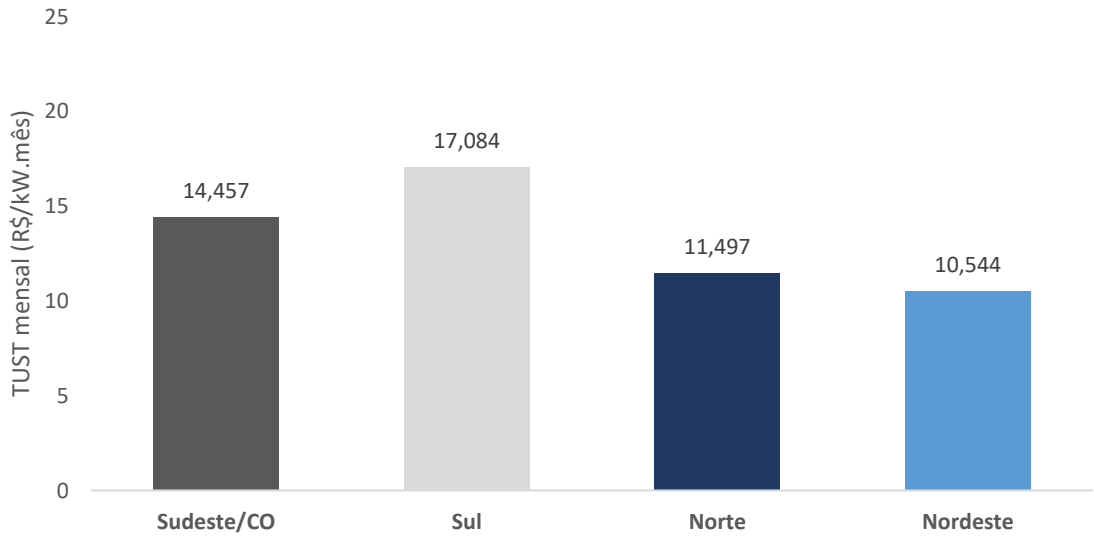
- Com o objetivo de caracterizar o impacto dos investimentos associados à expansão da rede de transmissão planejada no Cenário de Referência sobre os encargos de uso do sistema elétrico, foi efetuada uma **estimativa dos valores das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)** no ano horizonte deste PDE, isto é, o ano de 2035.
- As simulações foram efetuadas com base nas **regras mais recentes de aplicação da Metodologia Nodal**, aprovadas por meio da Resolução Normativa no 1041/2022 e dispostas na Versão 1.2 do Submódulo 9.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).
- Dentro desse contexto, o cálculo da TUST foi realizado com base em dois cenários energéticos, sendo um elaborado com a aplicação do **Despacho Proporcional Regional (DPR)** e outro utilizando o conceito do **Despacho Proporcional Nacional (DPN)**.
- Além disso, por premissa, para a simulação da TUST no ano de 2035, os seguintes fatores de participação foram atribuídos a esses cenários: **DPR 50% e DPN 50%**.

Resultados Obtidos

- Inicialmente, é importante destacar que o sinal locacional da TUST é intensificado com a consideração do cenário DPN nos cálculos, sobretudo considerando um fator de participação relevante para esse cenário, de 50%.
- Com a intensificação do sinal locacional, a TUST se torna maior nos pontos em que há mais utilização do sistema de transmissão, e menor nos pontos em que há menos utilização.
- Considerando essa lógica, no caso da TUST-Geração, as tarifas calculadas para os submercados Sul e Sudeste, que representam os principais centros de carga, se apresentam menores que as dos submercados Norte e Nordeste. Esse resultado é coerente pois há menos circulação de fluxo de potência pela rede quando os projetos de geração estão mais próximos à carga.
- Como é de se esperar, o inverso ocorre em relação à TUST-Carga.



Cenário de referência: TUST- Geração média no ano 2035



Cenário de referência: TUST- Carga média no ano 2035

PDE 2035

Clique [aqui](#) e acesse todos os estudos do PDE 2035



Siga a EPE nas redes sociais e mídias digitais:



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

