PAR/PEL 2025

Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN

CICLO 2026 - 2030



Apresentação do Sumário Executivo

16 de dezembro de 2025

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

Agenda



PAR/PEL 2025

Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN

CICLO 2026 - 2030

1) Abertura com o Diretor de Planejamento do ONS
2) Síntese dos Grandes Números do PAR/PEL 2025
3) Evolução dos Limites das Interligações Inter-Regionais
4) Síntese do Atendimento às Áreas Geoelétricas

01



5) Projeções Futuras do *Curtailment*
6) Impactos da Geração Distribuída na Segurança Elétrica
7) Comentários

02





01

Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAR/PEL 2025

Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN

CICLO 2026 - 2030

PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA DE MÉDIO PRAZO



Tem como objetivo avaliar o desempenho do SIN, no horizonte de 5 anos, para que a operação futura seja realizada com níveis de segurança adequados, em consonância com os critérios de confiabilidade estabelecidos no Submódulo 3.1 dos Procedimentos de Rede.

O Plano tem como base os enfoques conjuntural e estruturante. Portanto, deve conter as indicações de obras necessárias para o adequado atendimento à demanda, à integração das novas usinas geradoras e ao pleno funcionamento do sistema elétrico no horizonte de médio prazo.

PRODUTOS DO PAR/PEL 2025

PAR/PEL Executivo



Volume I

Tomo 1: Classificação das Obras

Tomo 2: Ampliações e Reforços de Grande Porte e Recomendações

Volume II



Evolução dos Limites de Transmissão nas Interligações Inter-Regionais

***Portaria MME nº 215/2020, de 11 de maio de 2020**, delegou ao ONS a emissão do:*

- ❑ *POTEE – Melhorias de Grande Porte e Reforços para Aumento de Vida Útil;*
- ❑ *POTEE – Reforços de Pequeno Porte*

PRODUTOS DO PAR/PEL 2025

Volume III

Análise de Desempenho e Condições de Atendimento a cada Área Geoelétrica do SIN



- Tomo 1: RS
- Tomo 2: SC
- Tomo 3: PR
- Tomo 4: MS
- Tomo 5: SP
- Tomo 6: RJ/ES
- Tomo 7: MG
- Tomo 8: GO/DF
- Tomo 9: MT
- Tomo 10: AC/RO
- Tomo 11: BA/SE
- Tomo 12: AL/PE/PB/RN
- Tomo 13: CE/PI
- Tomo 14: PA/MA/TO
- Tomo 15: AM/AP/RR



02

Dados do Sistema Interligado Nacional

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAR/PEL 2025

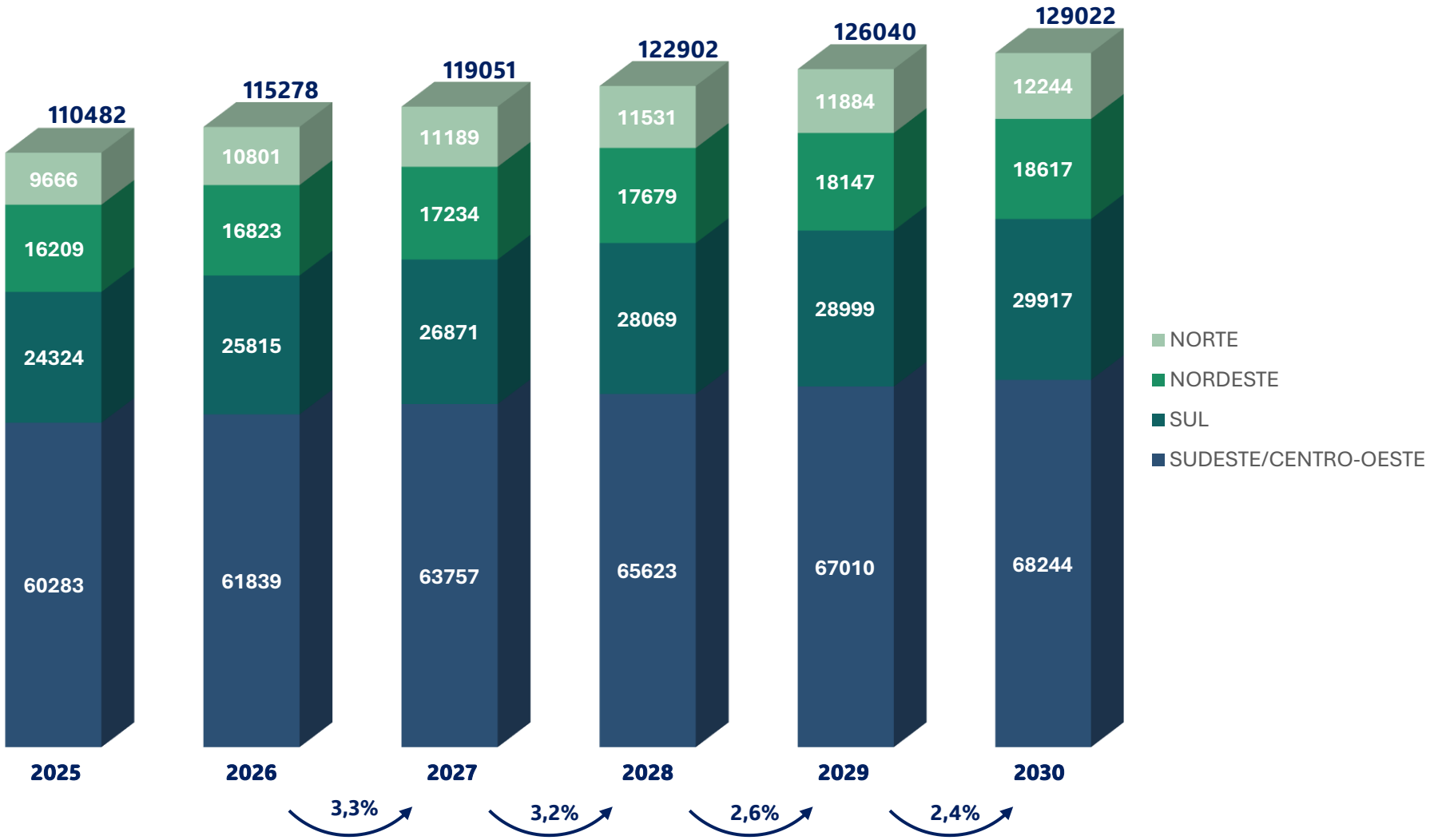
Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN

CICLO 2026 - 2030

PREVISÃO DE CARGA

Carga Máxima do SIN (MW) – Horizonte 2030

Previsão de Crescimento de Carga do SIN de 17%

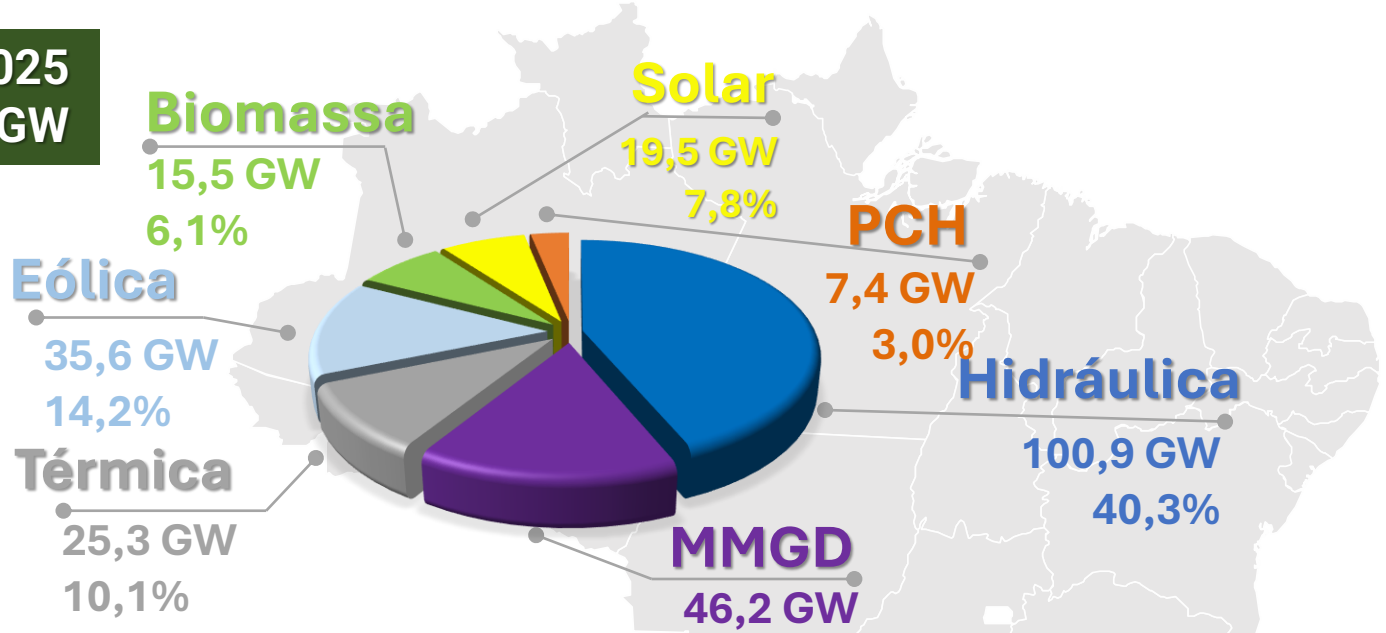


MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA

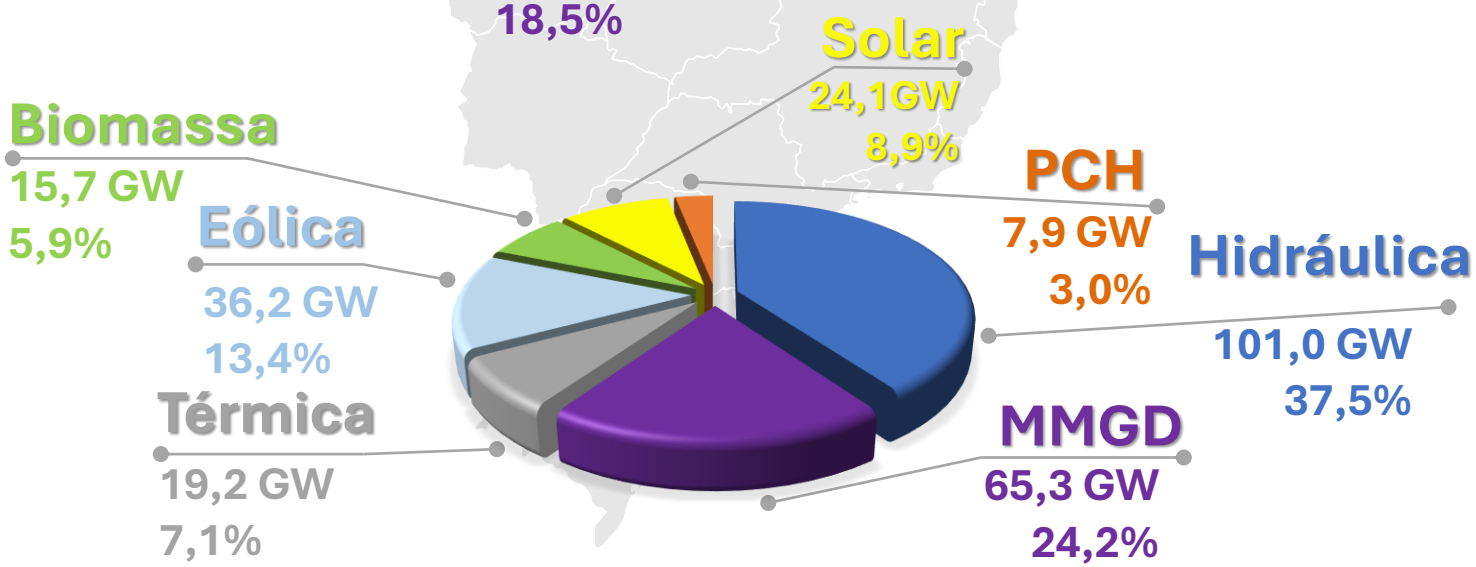
CAPACIDADE INSTALADA NO SIN EM 2026 E 2030

PAR/PEL 2025
Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN
CICLO 2026 - 2030

Dez/2025
250,4 GW



Dez/2029
269,4 GW



Capacidade Eólica/Solar

	PMO		PAR/PEL
	DEZ/2025	DEZ/2029	DEZ/2030
Eólica	35,6 GW 14,2%	36,2 GW 13,4%	38,0 GW
Solar	19,5 GW 7,8%	24,1 GW 8,9%	39,0 GW

Total: 77 GW (*)

(*) Geração considerada no PAR/PEL 2025, que contempla CUST assinado.

EOL + UFV com parecer emitido ou em andamento: +13 GW em 2029

MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA

EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA NO SIN (MW)

Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hidráulica	100.990	100.990	100.990	101.039	101.039	101.039
Térmica (1)	25.338	21.785	20.923	19.480	19.280	19.280
PCG	7.287	7.466	7.583	7.660	7.862	7.862
MMGD (2)	46.245	51.321	56.137	60.731	65.255	65.255
		46.940	51.220	54.790	57.940	60.970
Biomassa	15.498	15.582	15.662	15.701	15.701	15.701
Eólica (3)	35.565	36.095	36.128	36.218	36.218	36.218
		33.320	33.680	33.750	33.750	37.800
Solar (3)	19.490	23.051	23.486	24.099	24.099	24.099
		23.630	28.730	30.520	34.000	39.300
Total	250.413	256.200	259.508	264.928	269.454	269.454
		249.713	258.788	262.940	269.572	281.972

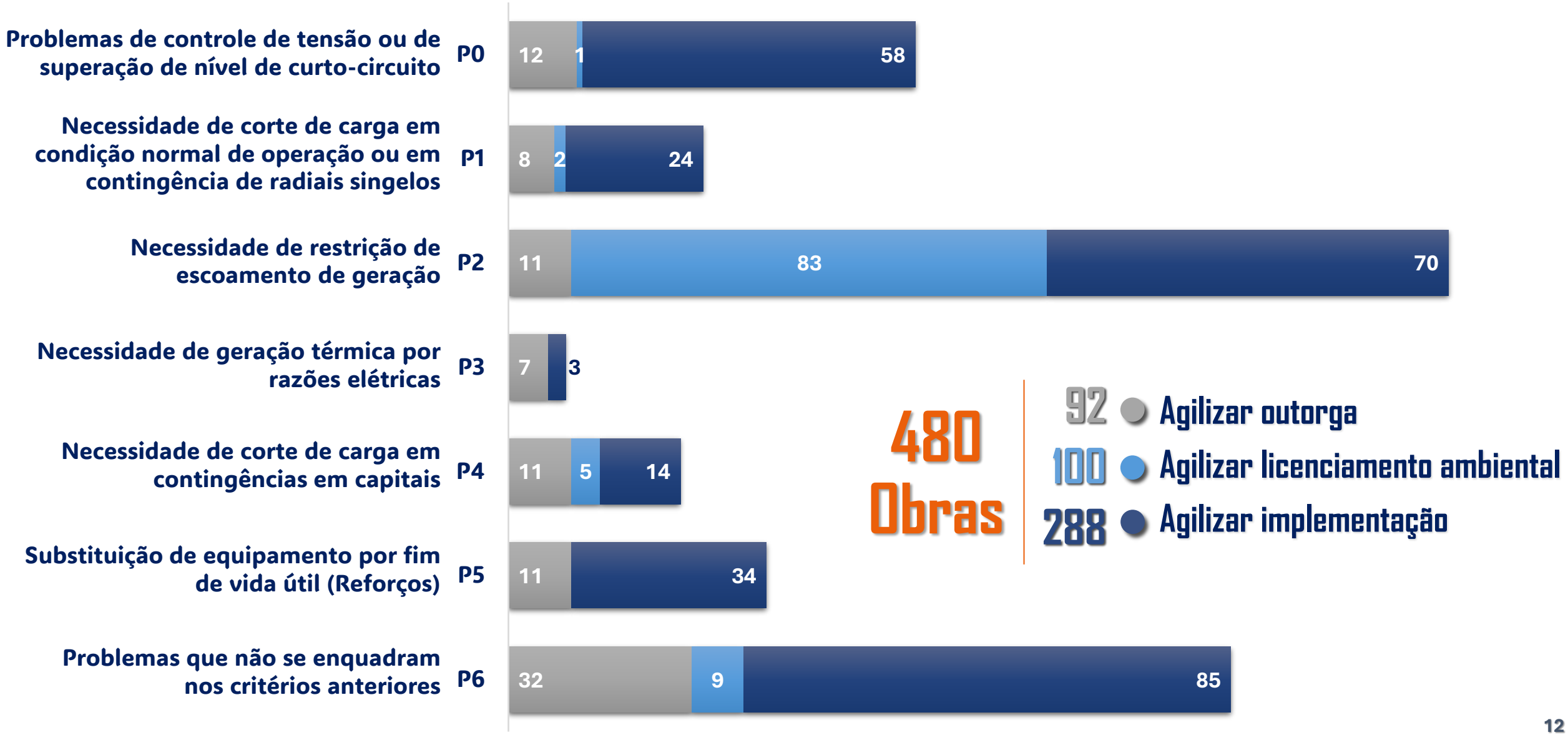
(1) Térmica: As reduções na potência instalada em 2026, 2027, 2028 e 2029 refletem a premissa do PMO de não consideração das usinas com Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) finalizados e que não possuem CVU válido.
(2) MMGD: A **previsão do PMO (linha superior)** considera o Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica (RALIE) da ANEEL, e a previsão do PAR/PEL (linha inferior em vermelho) considera as informações enviadas pelas distribuidoras para o ciclo de estudos de médio prazo vigente.
(3) Eólica e Solar: A **previsão do PMO (linha superior)** considera as reuniões mensais de Monitoramento da Expansão da Geração, sob coordenação da SFT/ANEEL, e a previsão do PAR/PEL (linha inferior em vermelho) considera a geração futura com CUST assinado, em que o ano de 2029 contempla ainda todas as usinas com data de implantação contratual anterior a 2025, mas que ainda não entraram em operação.



03

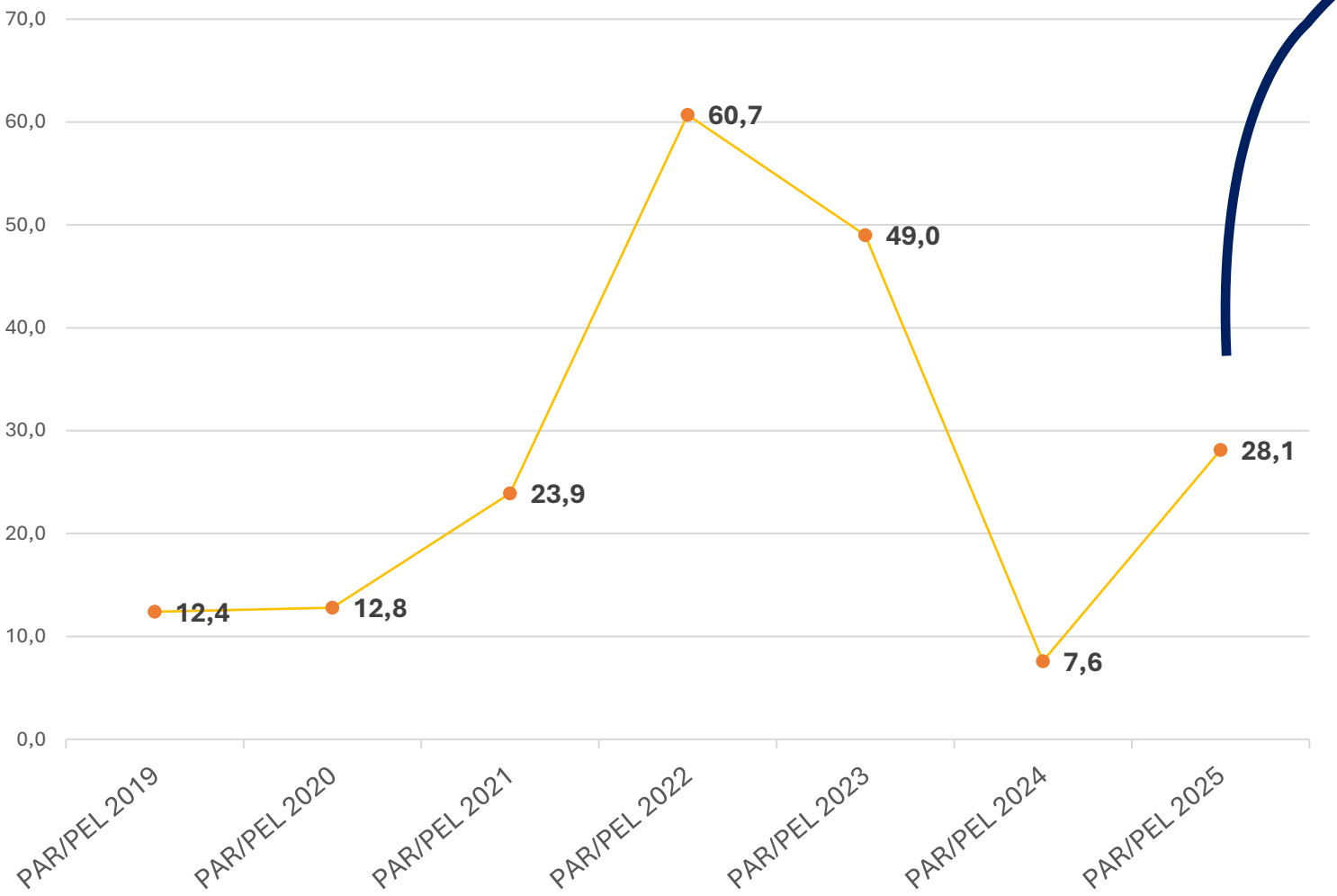
PAR/PEL em Números

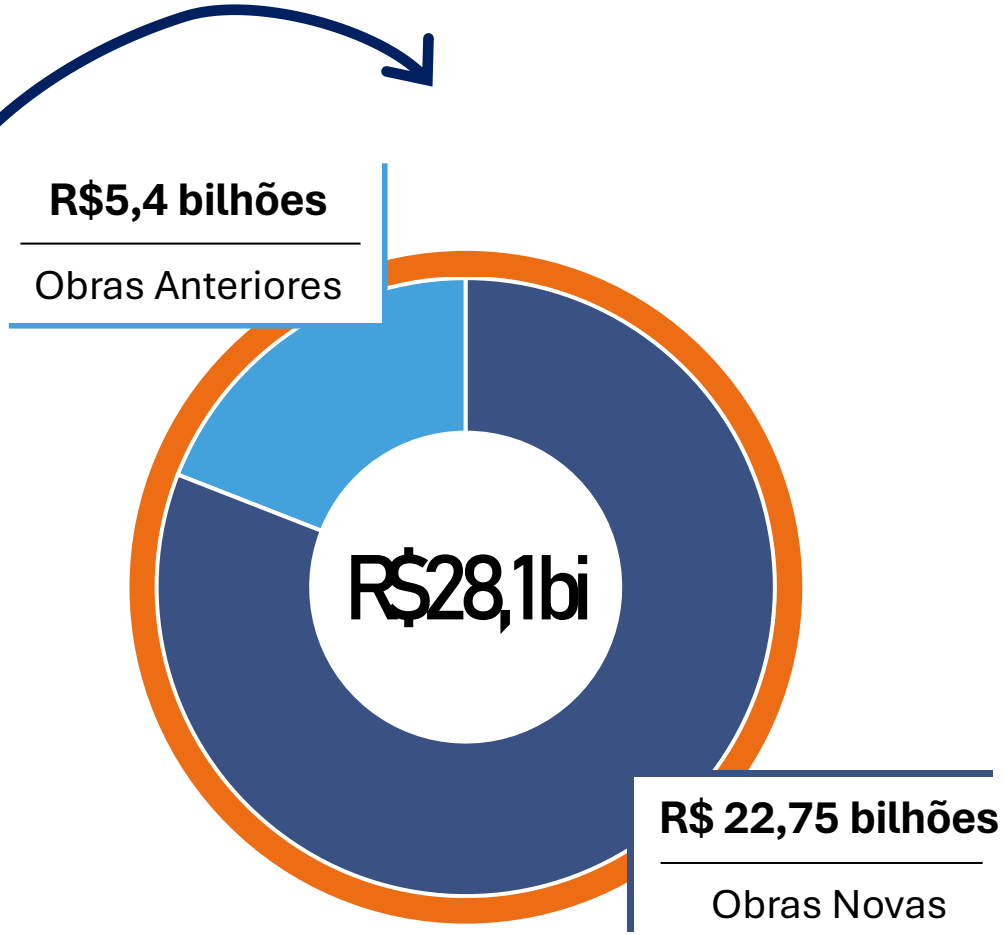
CLASSIFICAÇÃO DE OBRAS E AÇÕES DE ACOMPANHAMENTO



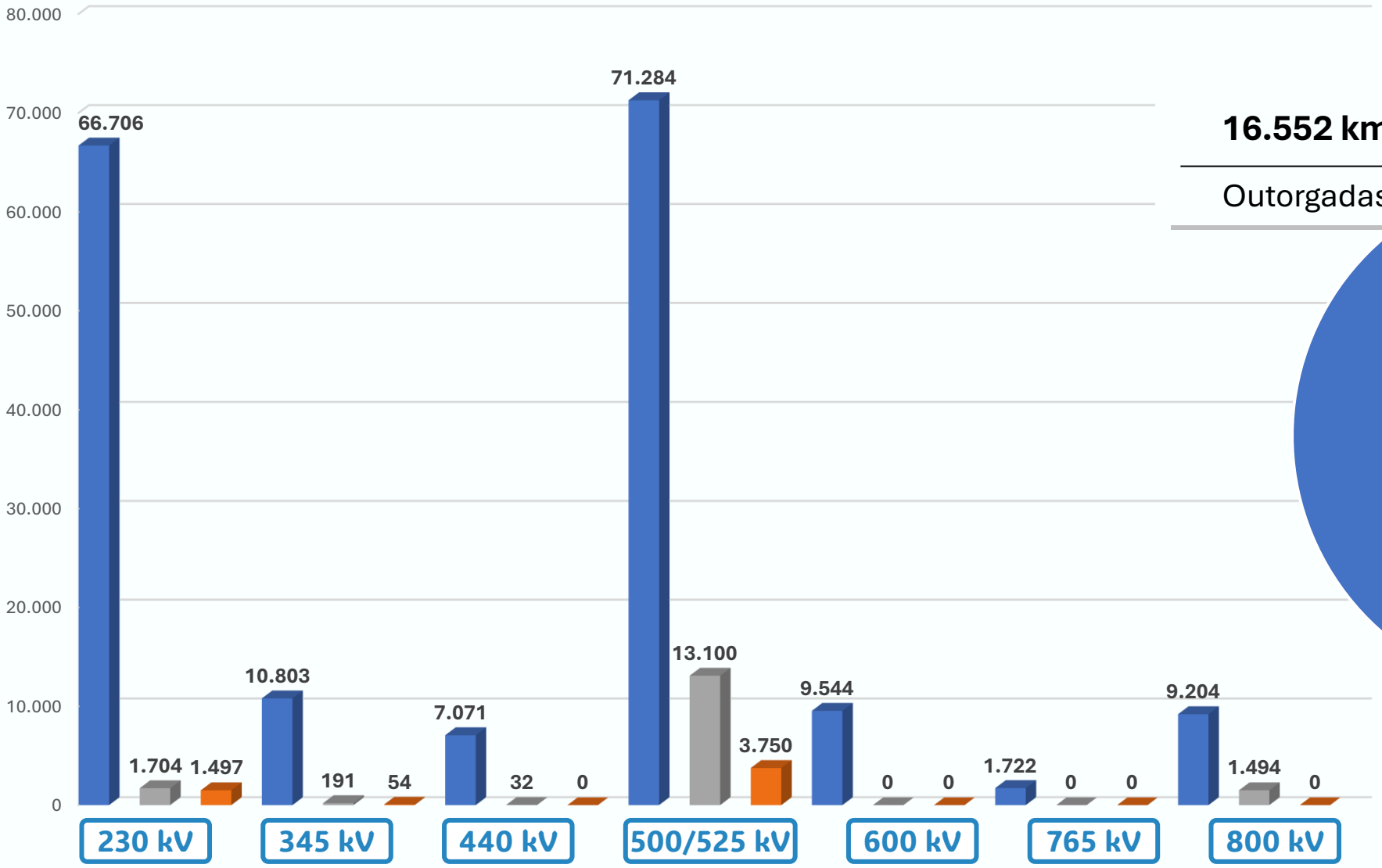
EVOLUÇÃO NA ESTIMATIVA DE INVESTIMENTOS ASSOCIADOS ÀS OBRAS

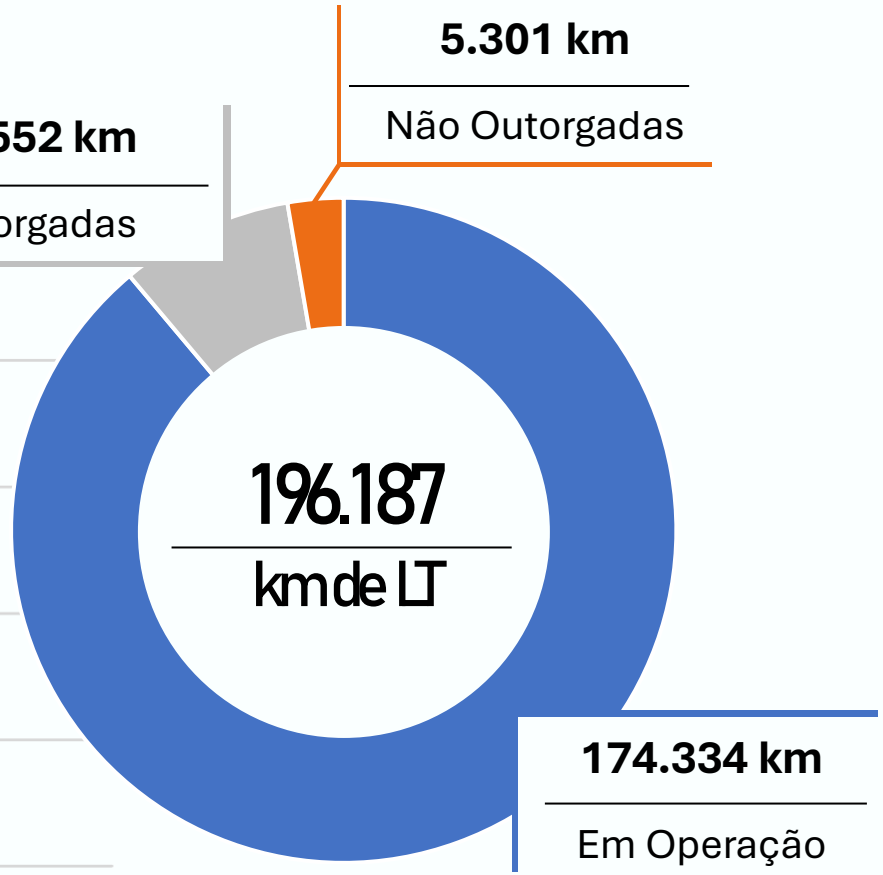
Investimentos em Bilhões de Reais



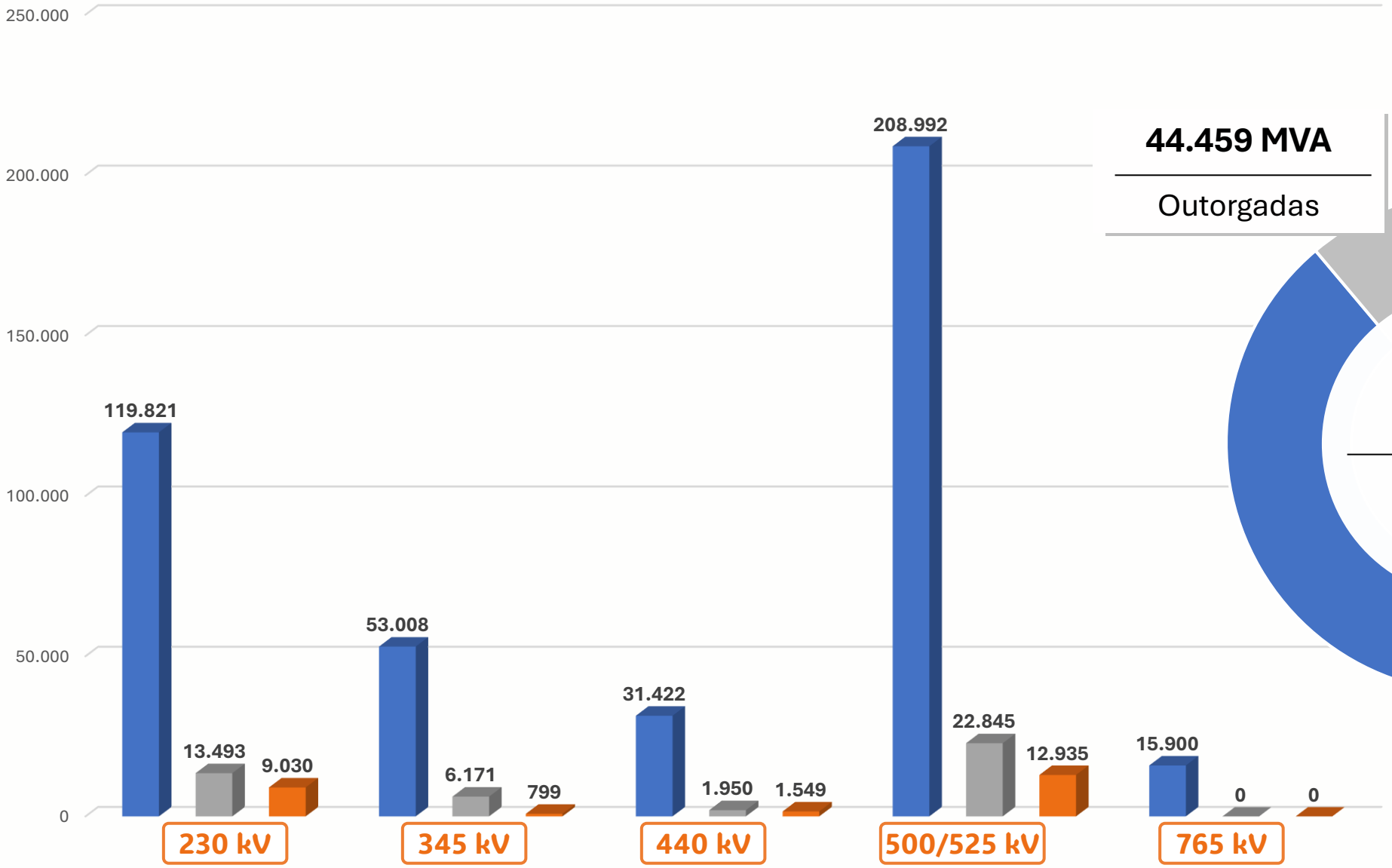


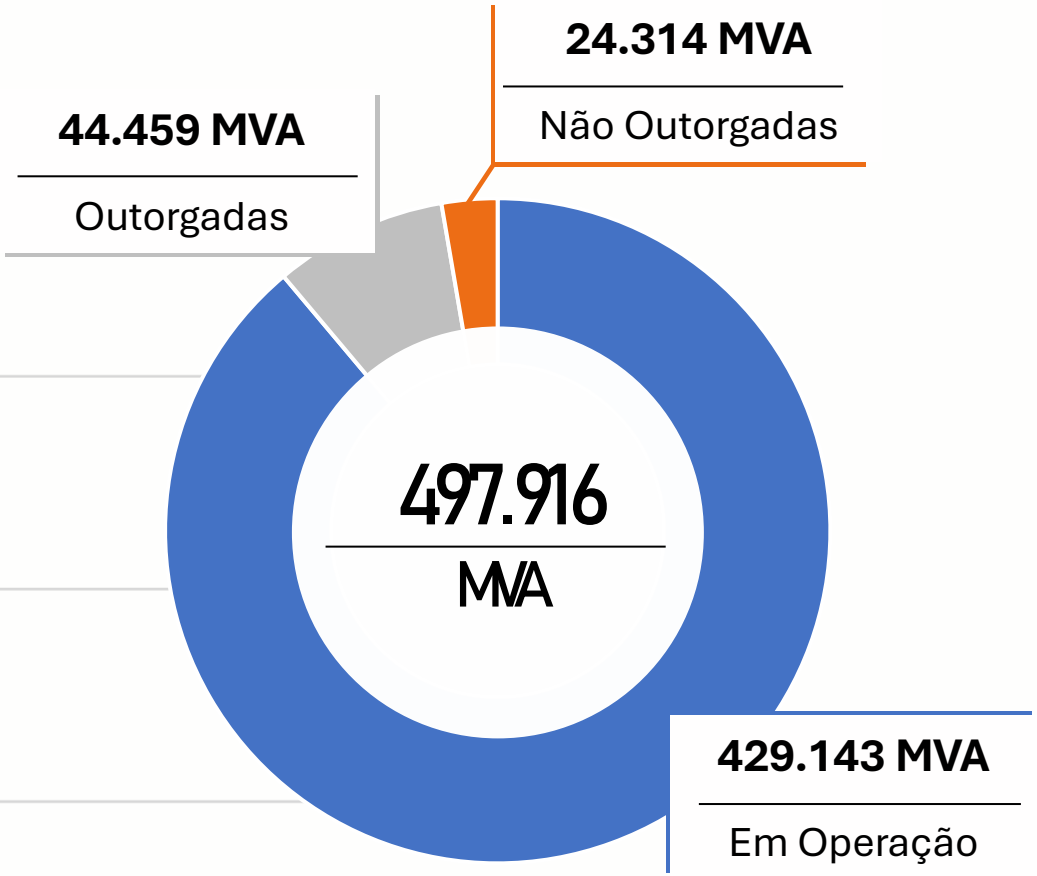
EVOLUÇÃO DA REDE
KM DE LINHAS DE TRANSMISSÃO



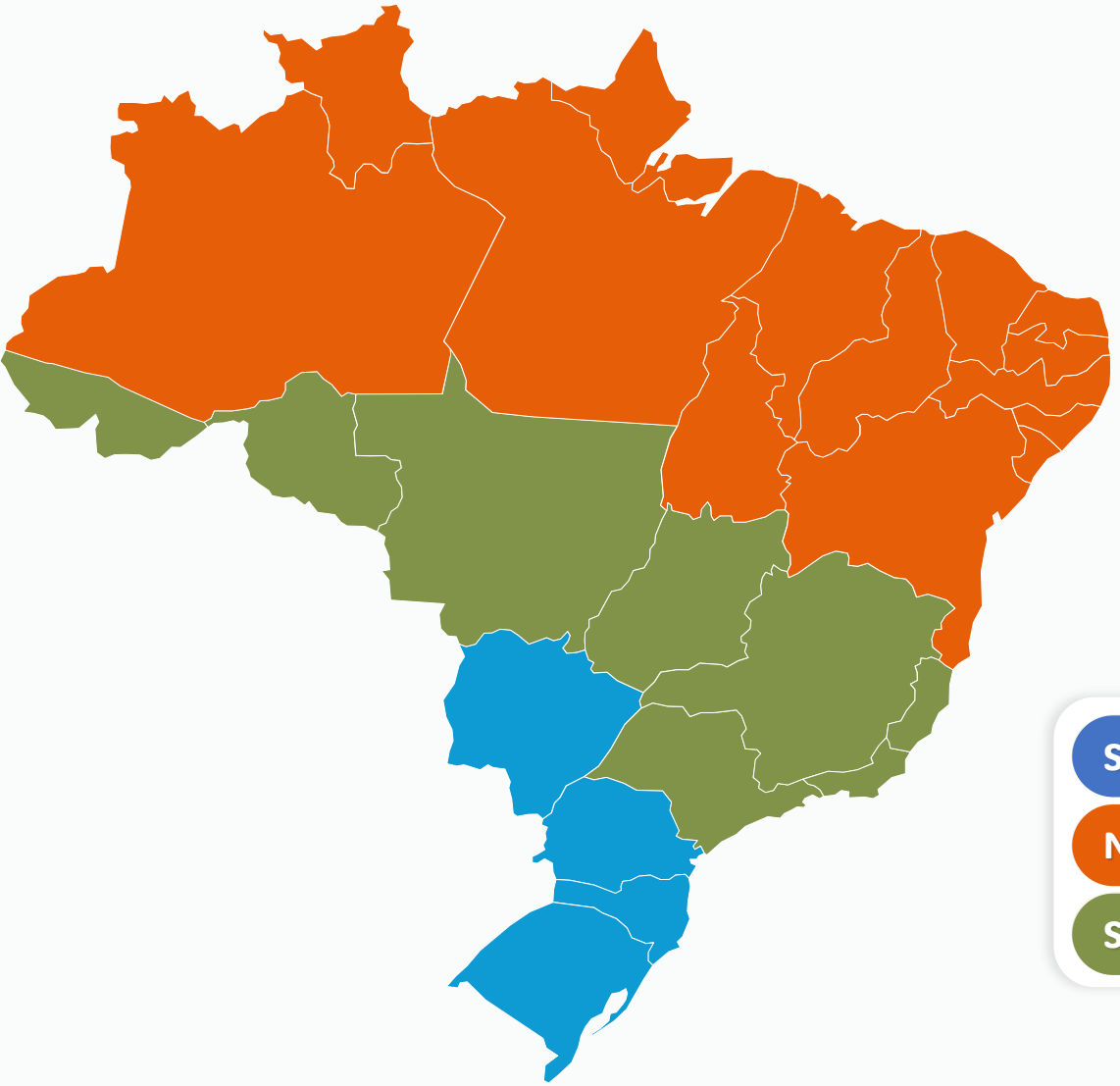


EVOLUÇÃO DA REDE
MVA DE TRANSFORMADORES





CADASTROS SGPMR 2025

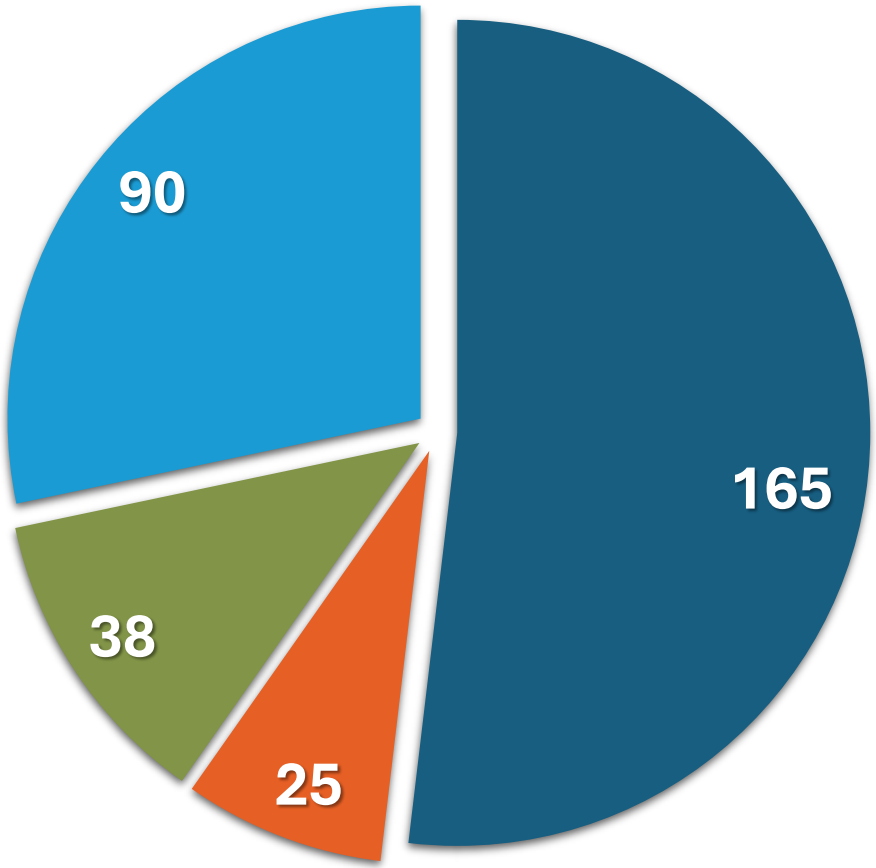


318 Cadastros de equipamentos de grande porte no SGMPR

SE-CO, N-NE e S

Sul e MS	53
Norte e Nordeste	119
Sudeste e Centro Oeste	146

RESULTADOS DA ANÁLISE SGPMR 2025



318

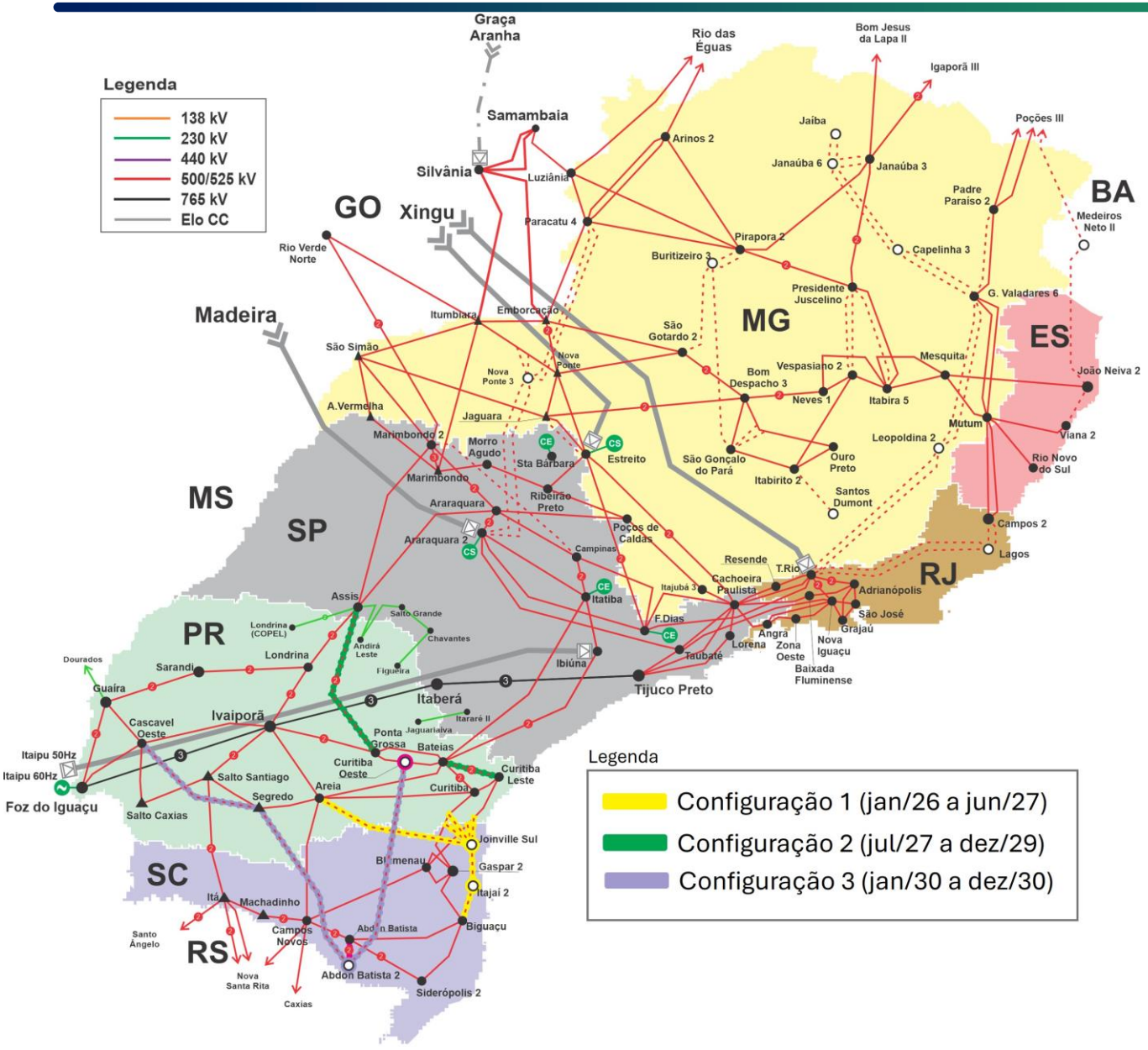
- Melhorias de Grande Porte
- Equipamentos reclassificados como Reforço de Grande Porte
- Equipamentos a serem desativados
- Equipamentos que permanecerão em análise



04

Limites das Interligações Inter-Regionais

Interligação S/SECO



Patamares Analisados

- Máximo Diurno
- Mínimo Diurno
- Mínimo Noturno
- Máximo Noturno

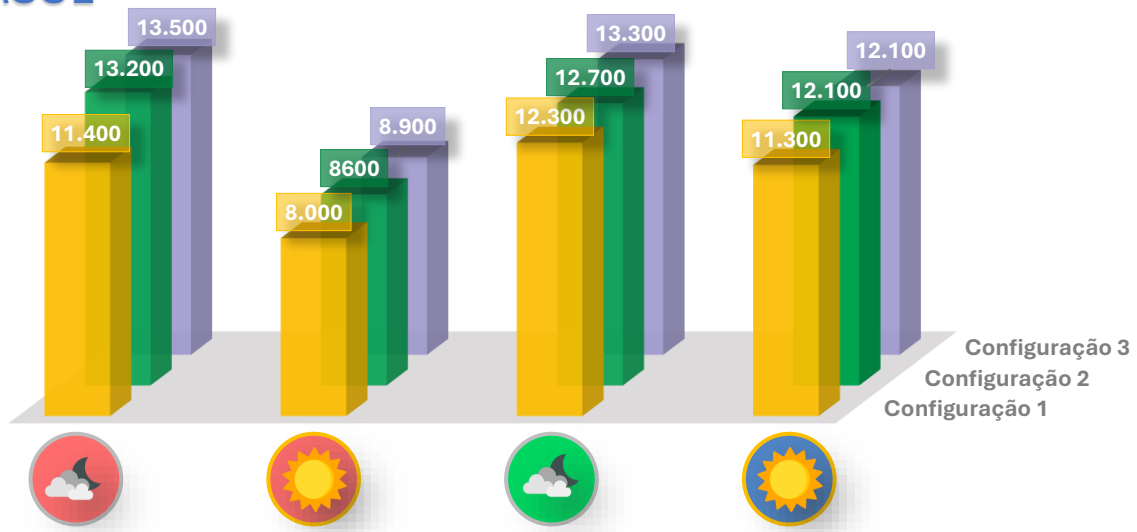
Reforço Interligação

SUL ↓ SE/CO

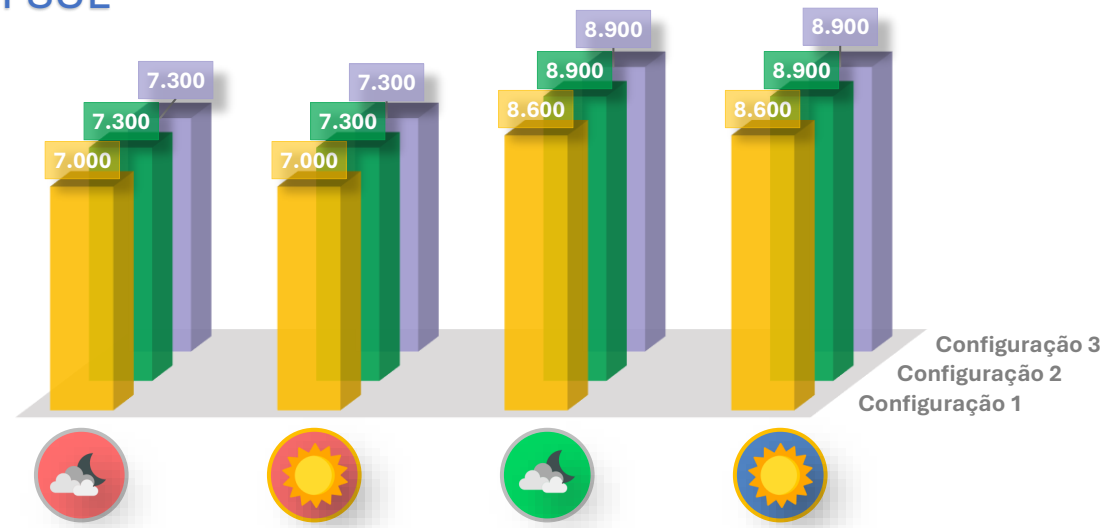
+2 LT 525 kV

Evolução dos Limites

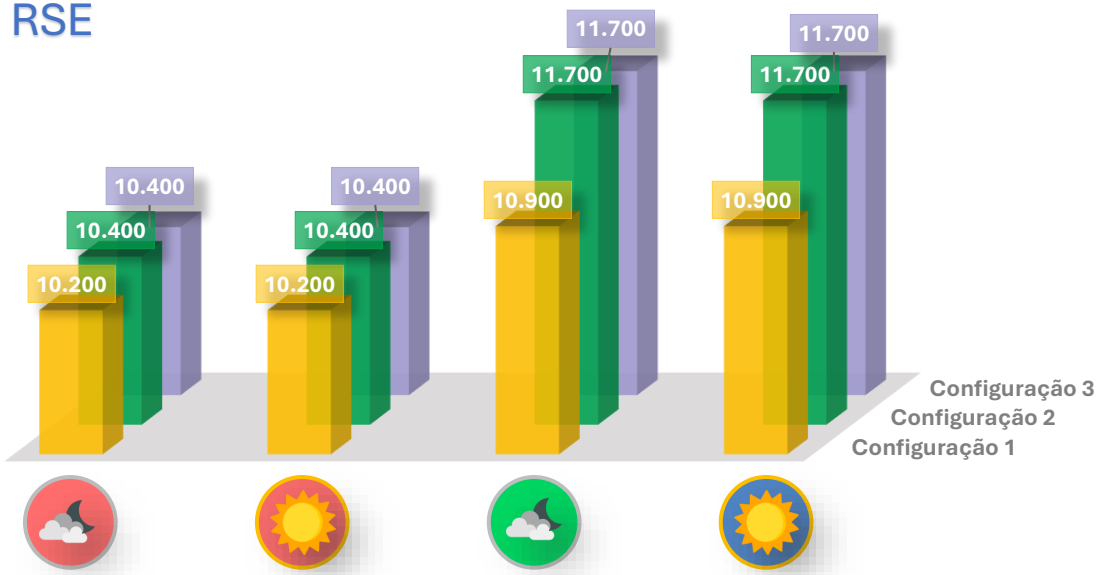
RSUL



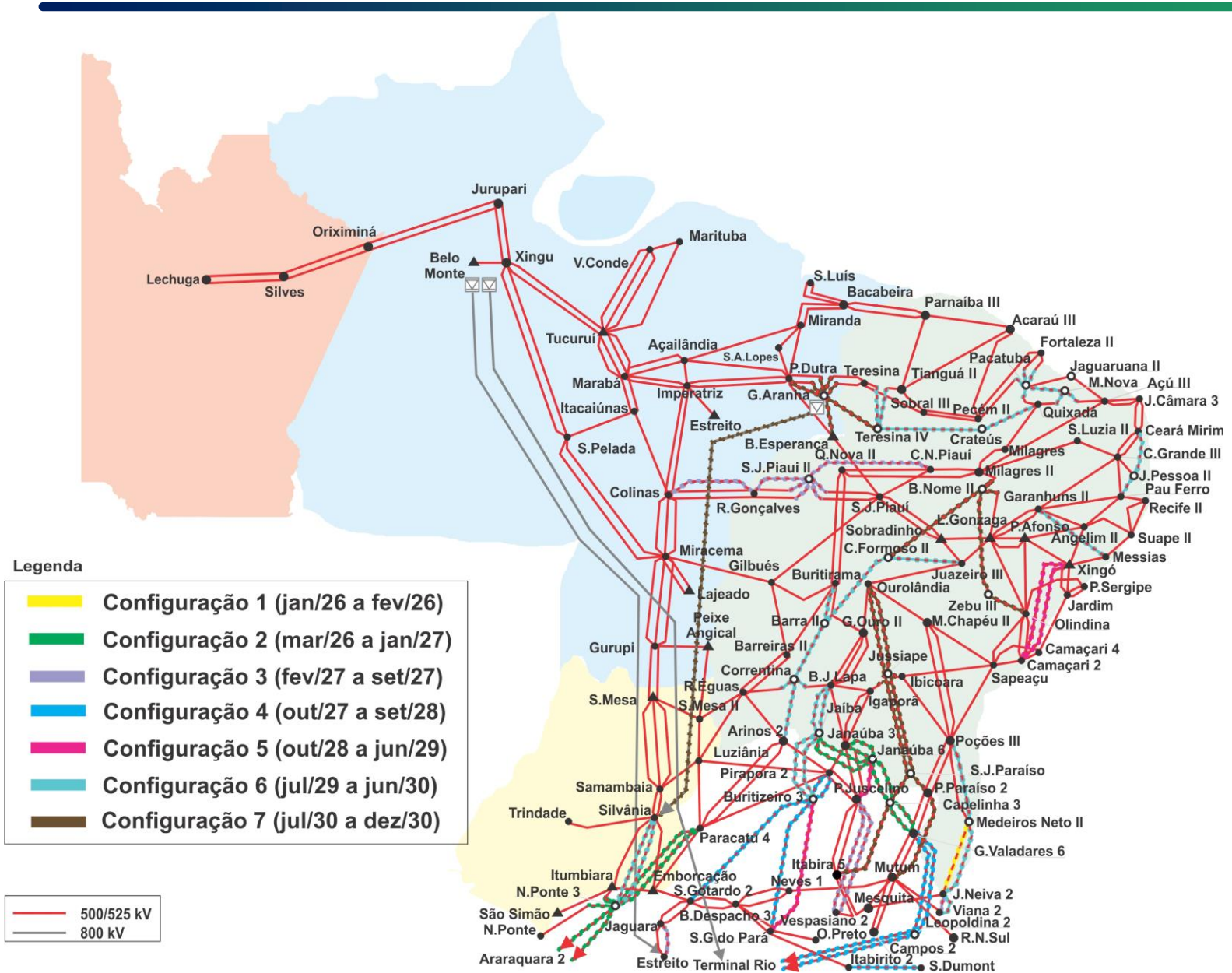
FSUL



RSE



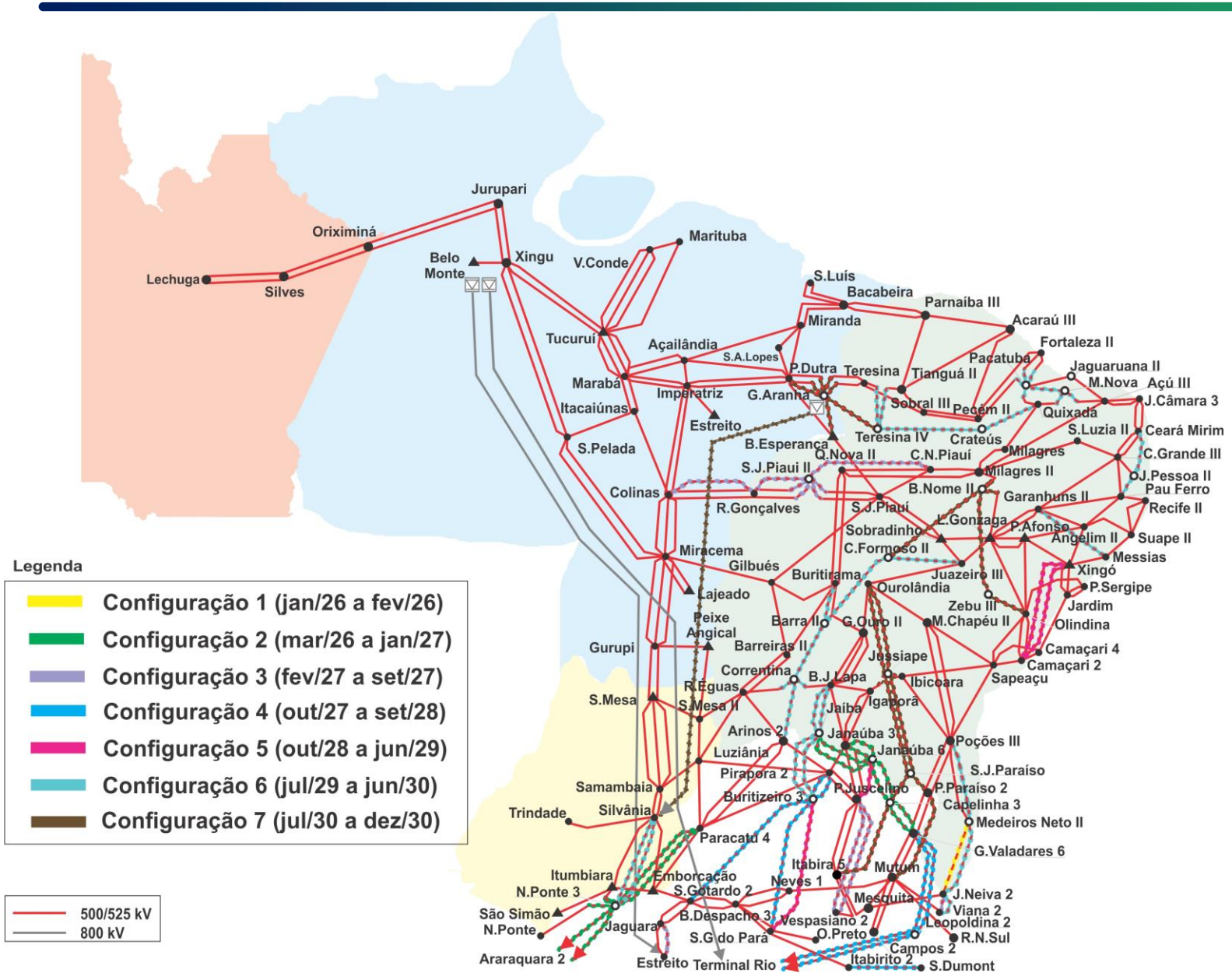
Interligação N/NE/SECO



Patamares Analisados

- **Máximo Diurno** — 40%, 65% e 85% UFV
- **Mínimo Noturno**
- **Máximo Noturno**

Interligação N/NE/SECO

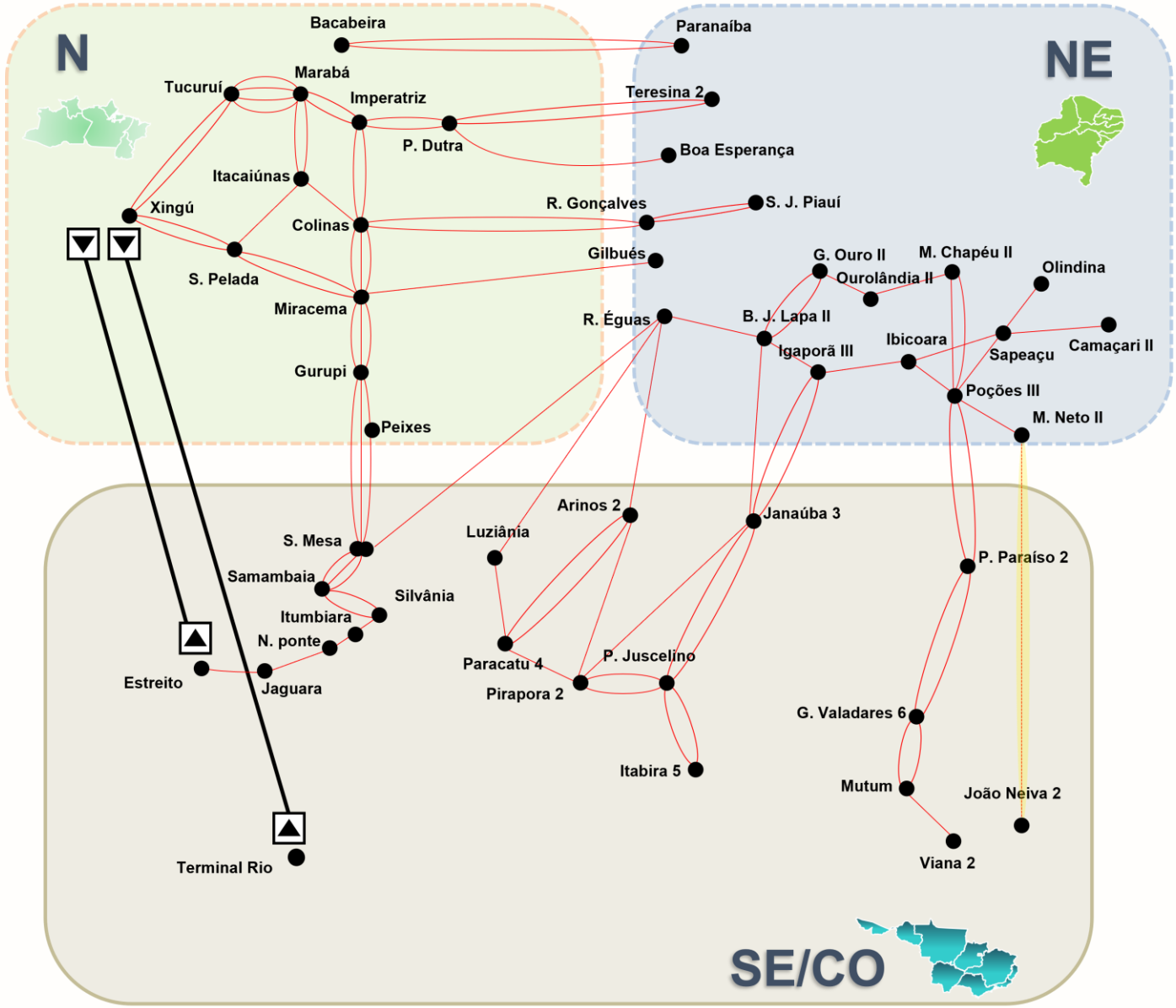


Reforço Interligação

- **N ↓ SE/CO** — ± 800 kV CC Graça Aranha – Silvânia
- **N ↓ NE** — + 3 LT 500 kV
- **NE ↓ SE/CO** — +7 LT 500 kV

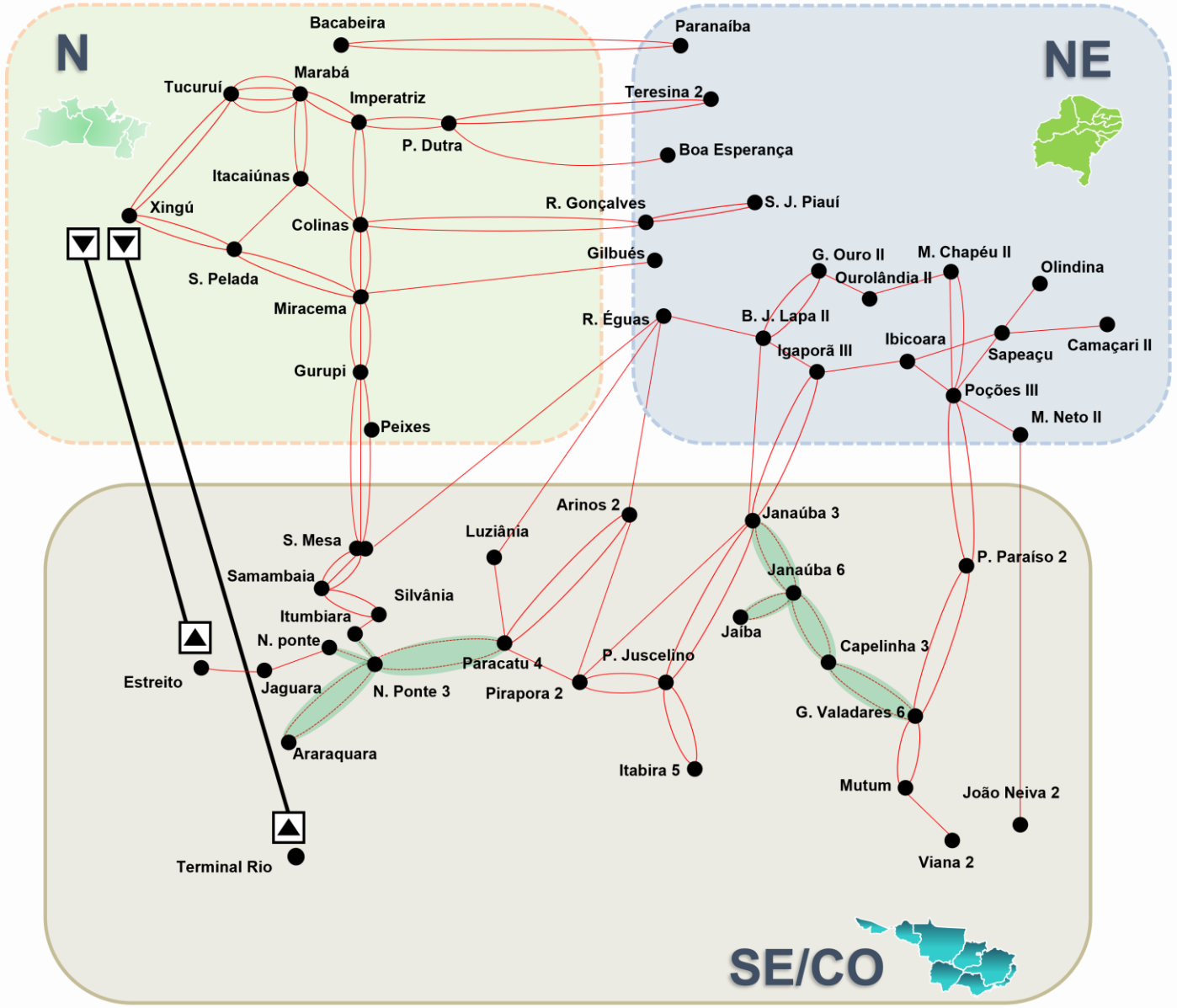
Interligação N/NE/SECO

Configuração 1 (jan/26 a fev/26)



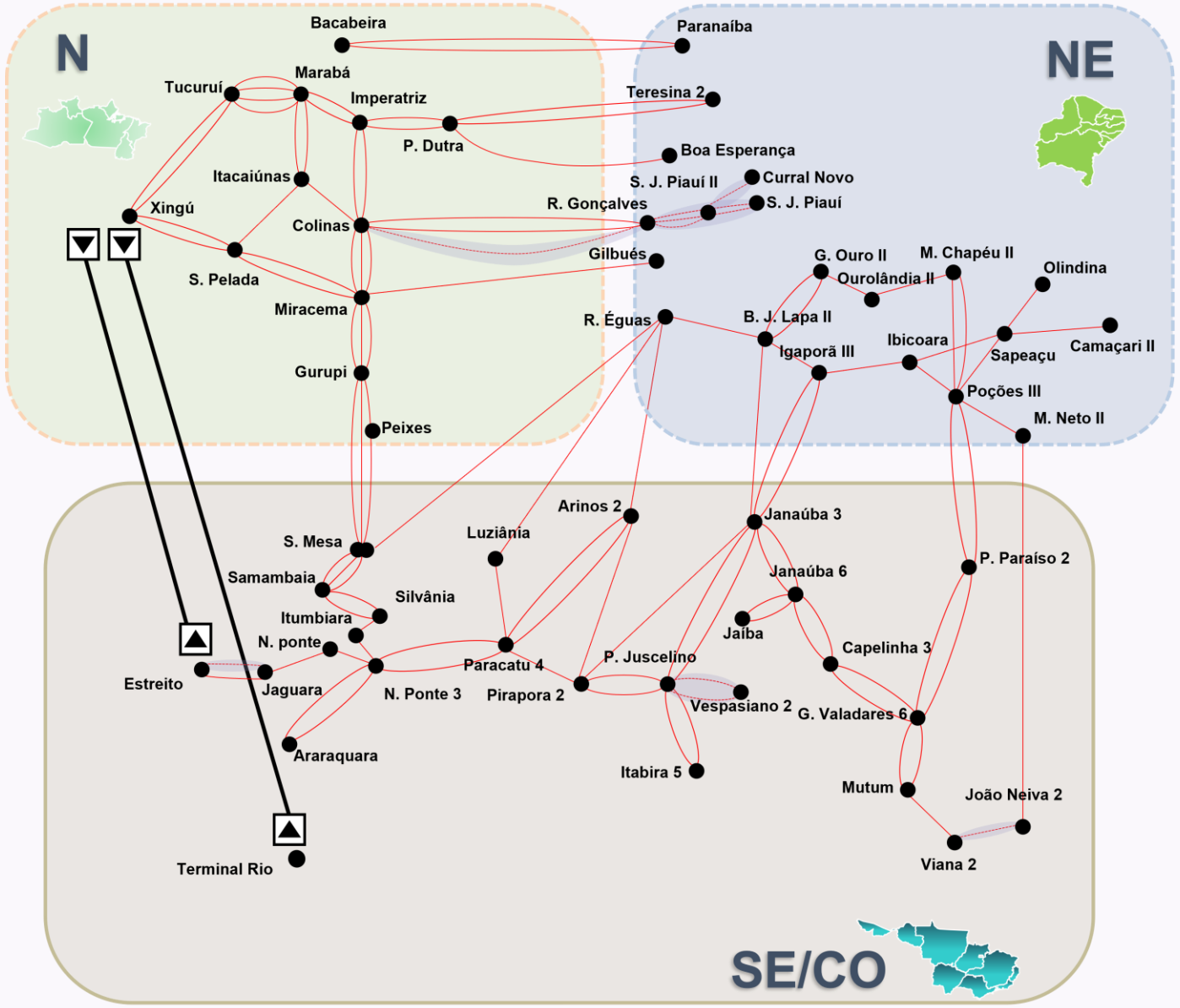
Interligação N/NE/SECO

Configuração 2 (mar/26 a jan/27)



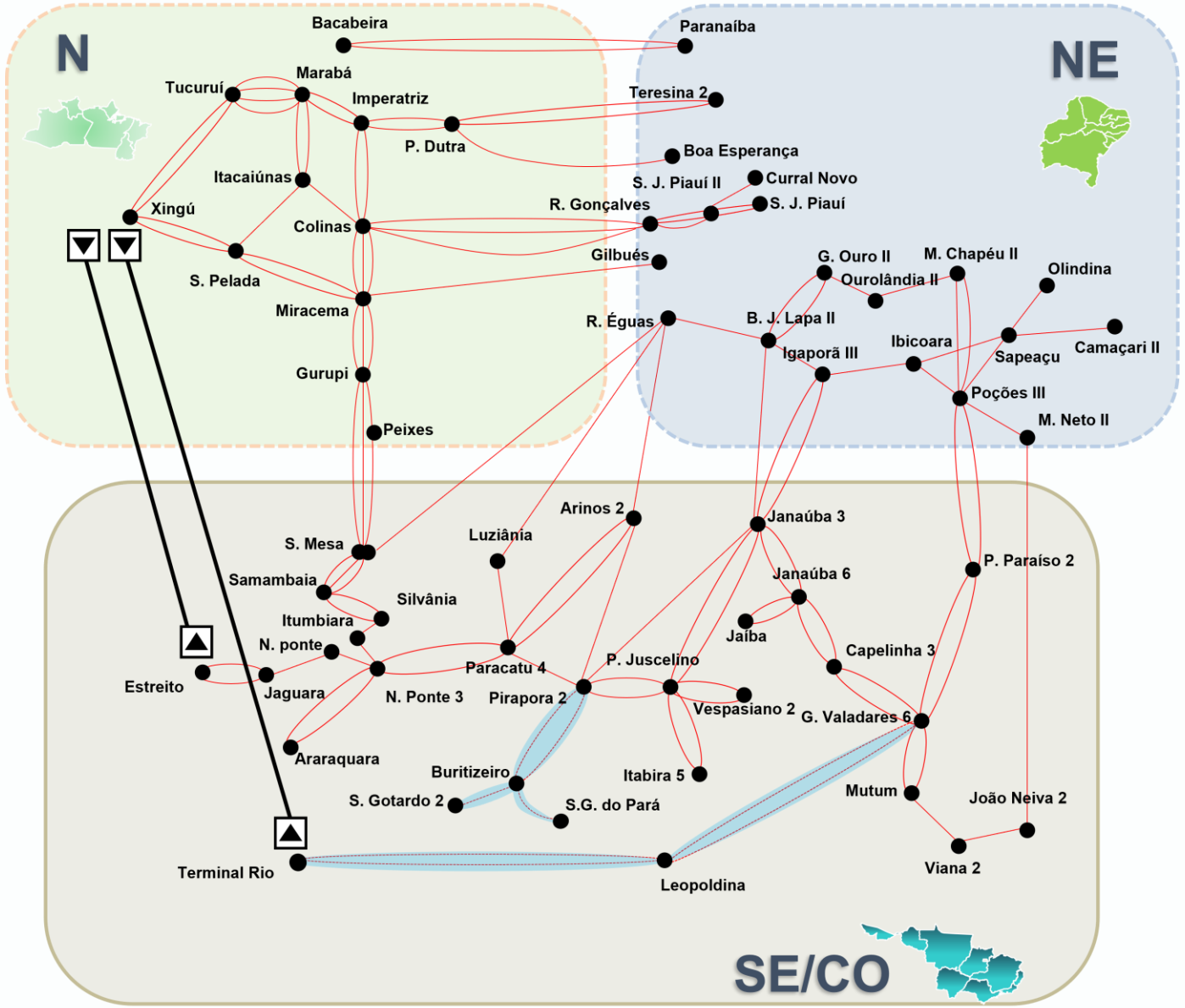
Interligação N/NE/SECO

Configuração 3 (fev/27 a set/27)



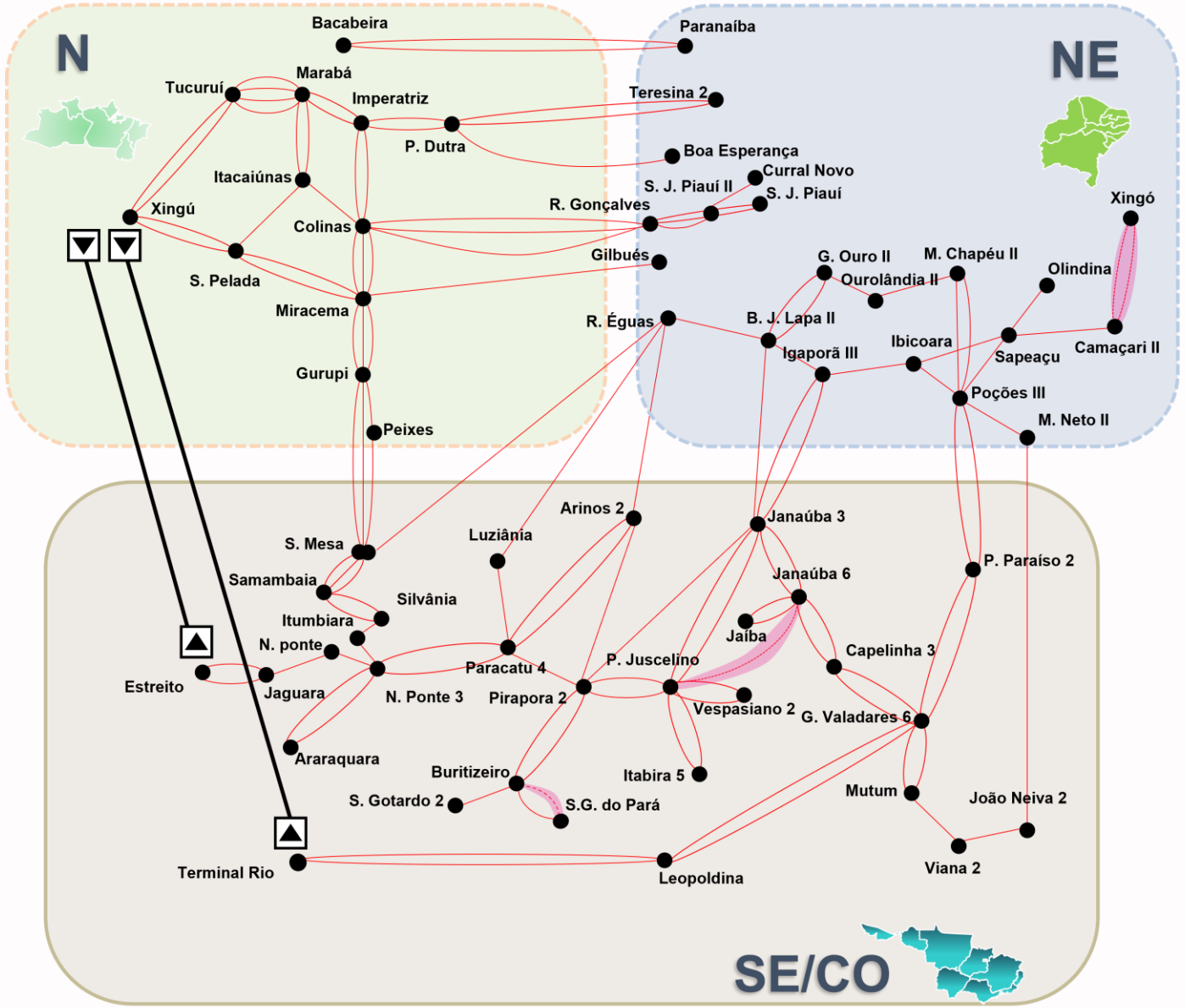
Interligação N/NE/SECO

Configuração 4 (out/27 a set/28)



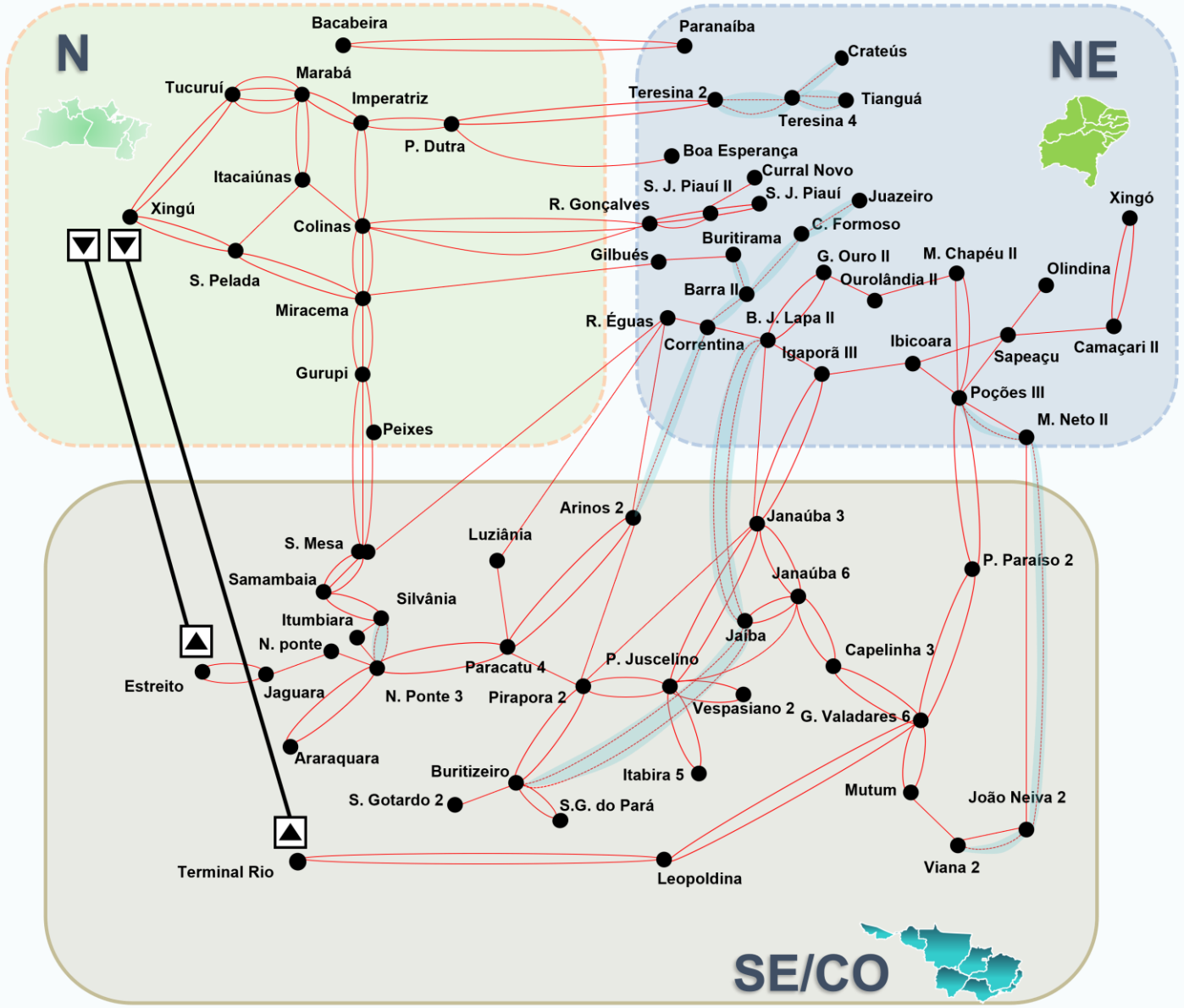
Interligação N/NE/SECO

Configuração 5 (out/28 a jun/29)



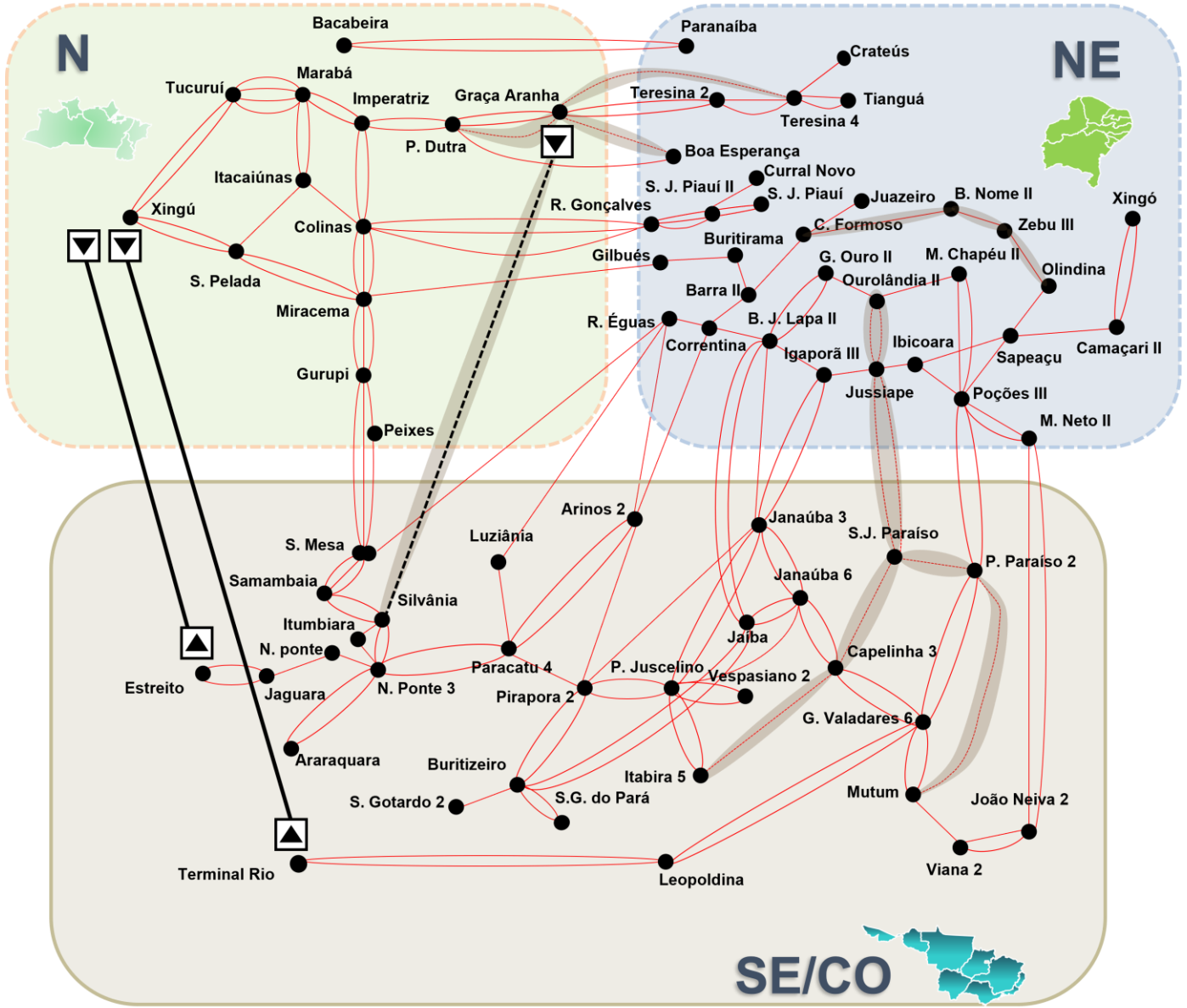
Interligação N/NE/SECO

Configuração 6
(jul/29 a jun/30)



Interligação N/NE/SECO

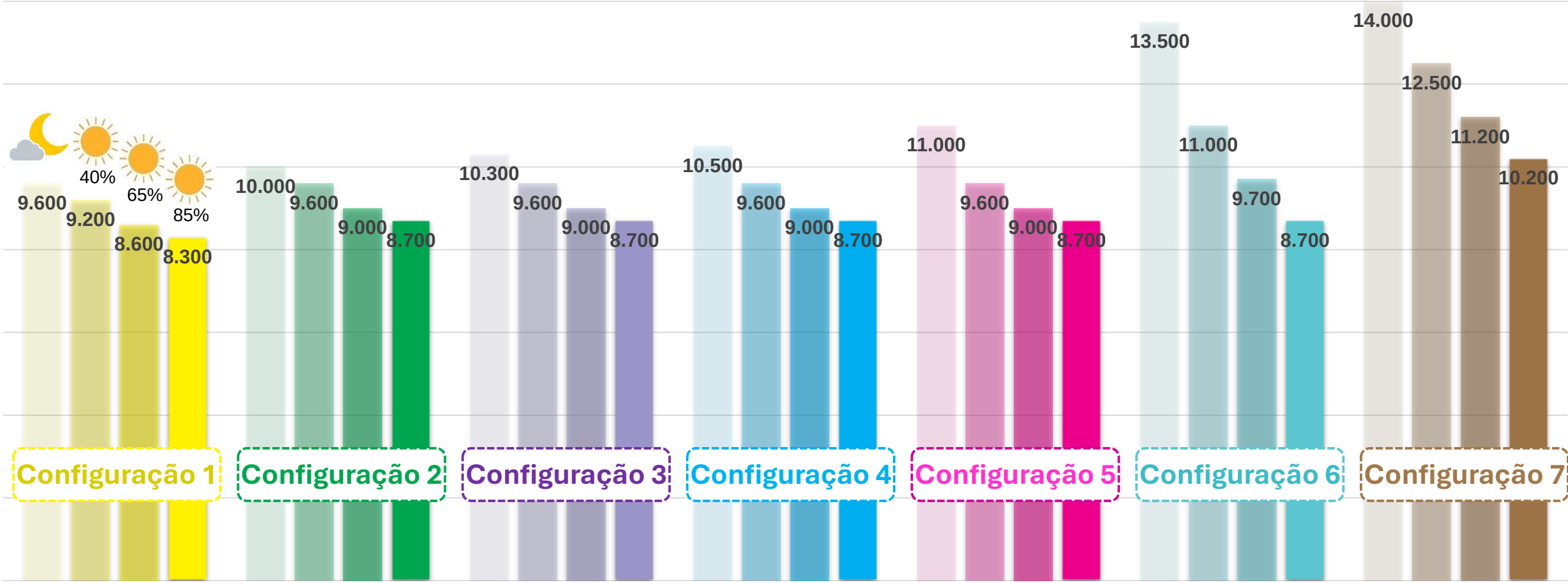
Configuração 7 (jul/30 a dez/30)



Evolução dos Limites

FNESE

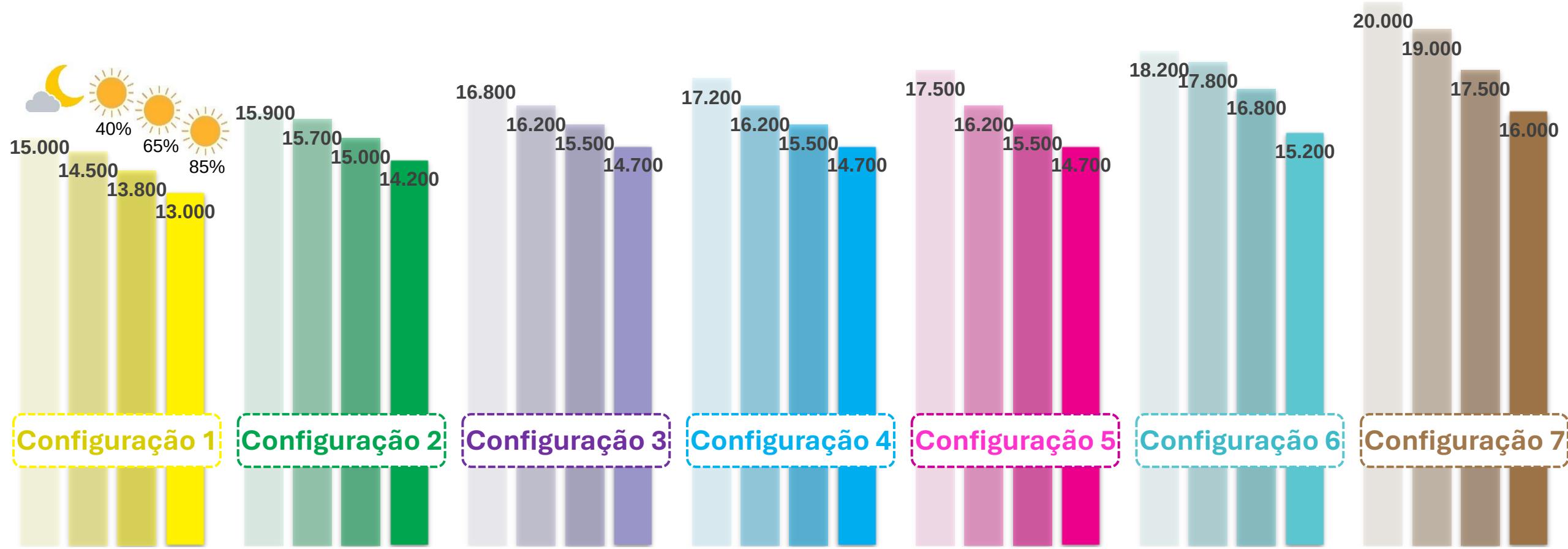
Período Seco



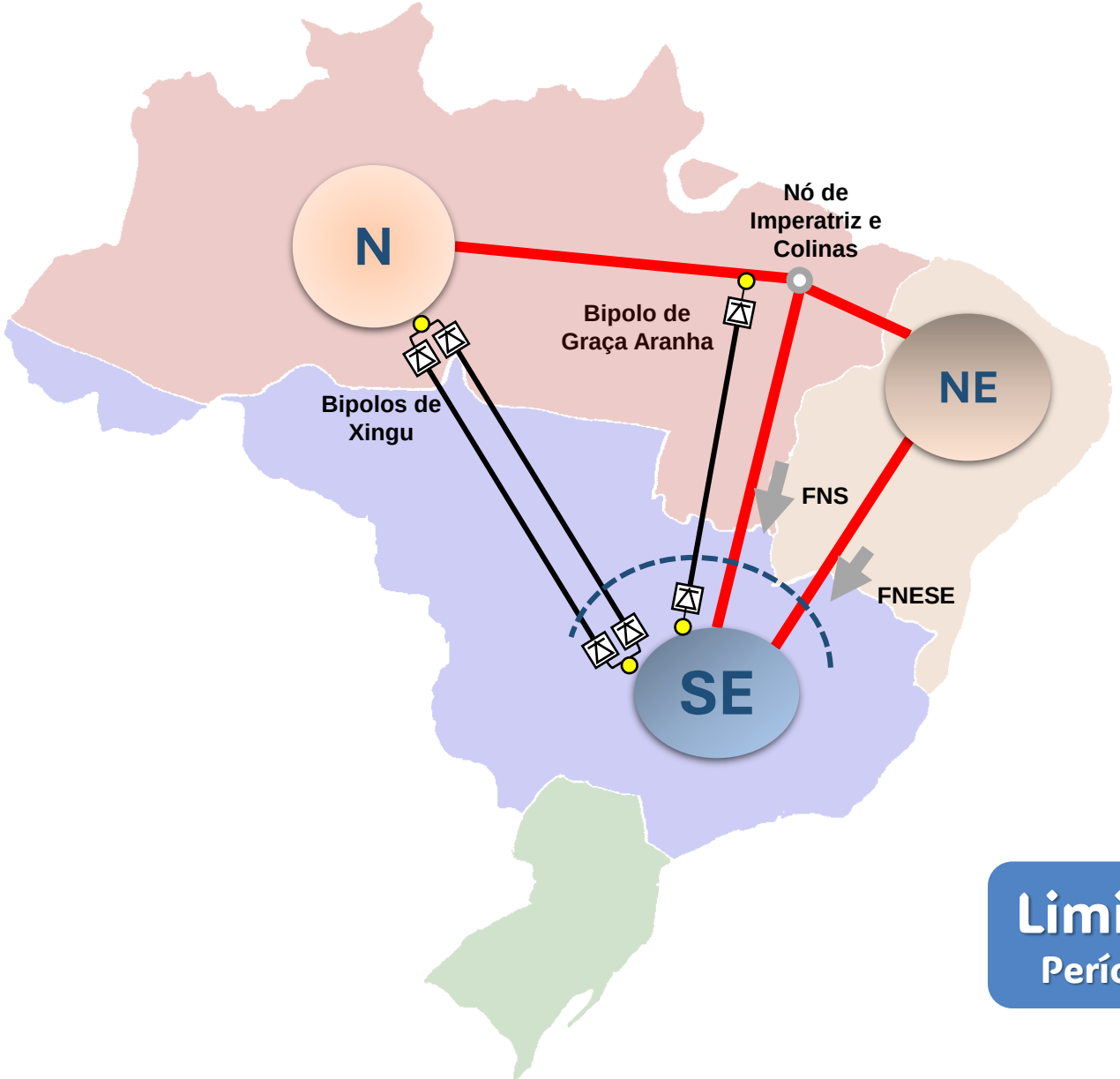
Evolução dos Limites

ExpNE

Período Seco



Interligação N/NE/SECO



Representação Bipolo de Graça Aranha

Restrição de soma =

FNS + FNESE + Bipolos de Xingu + Bipolo de Graça Aranha

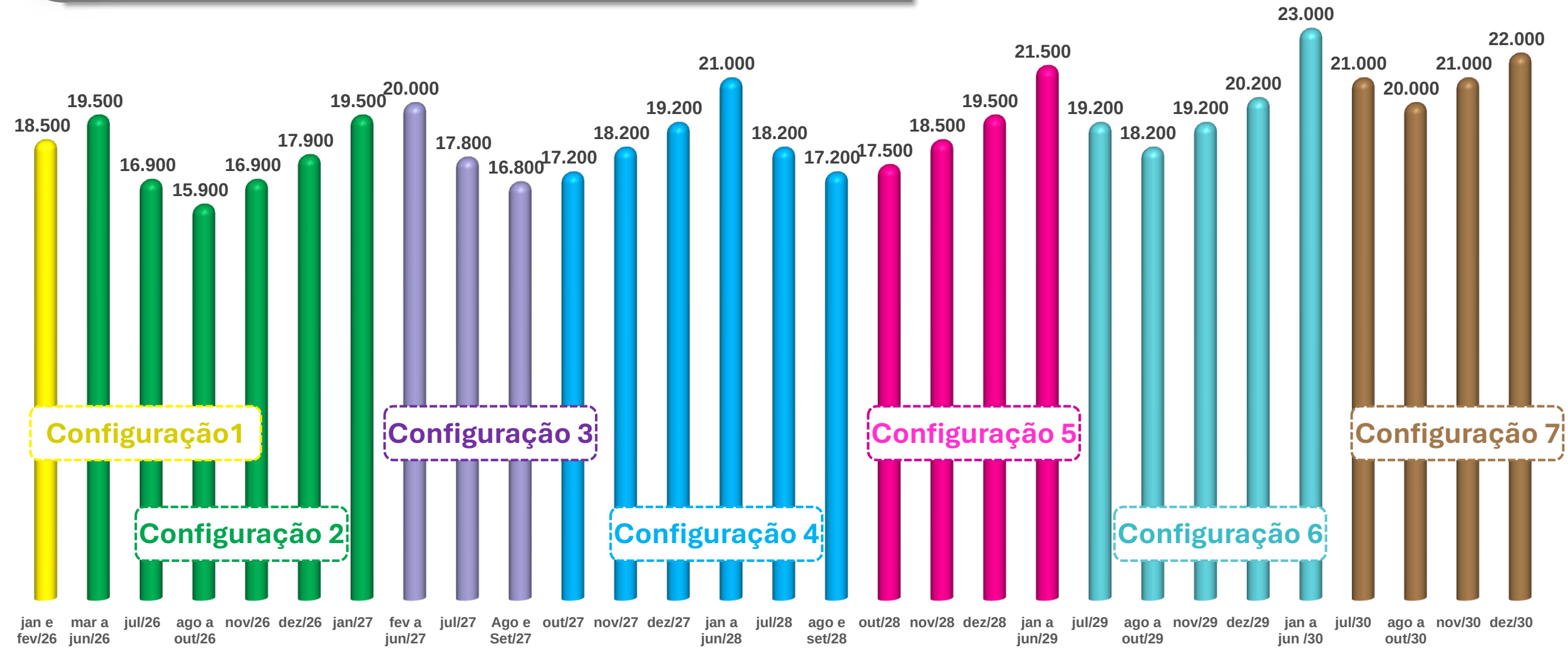
Limites Sazonalizados

Período úmido X Período seco

Recebimento SE/CO das Regiões N/NE

PAR/PEL 2025
Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN
CICLO 2026 - 2030

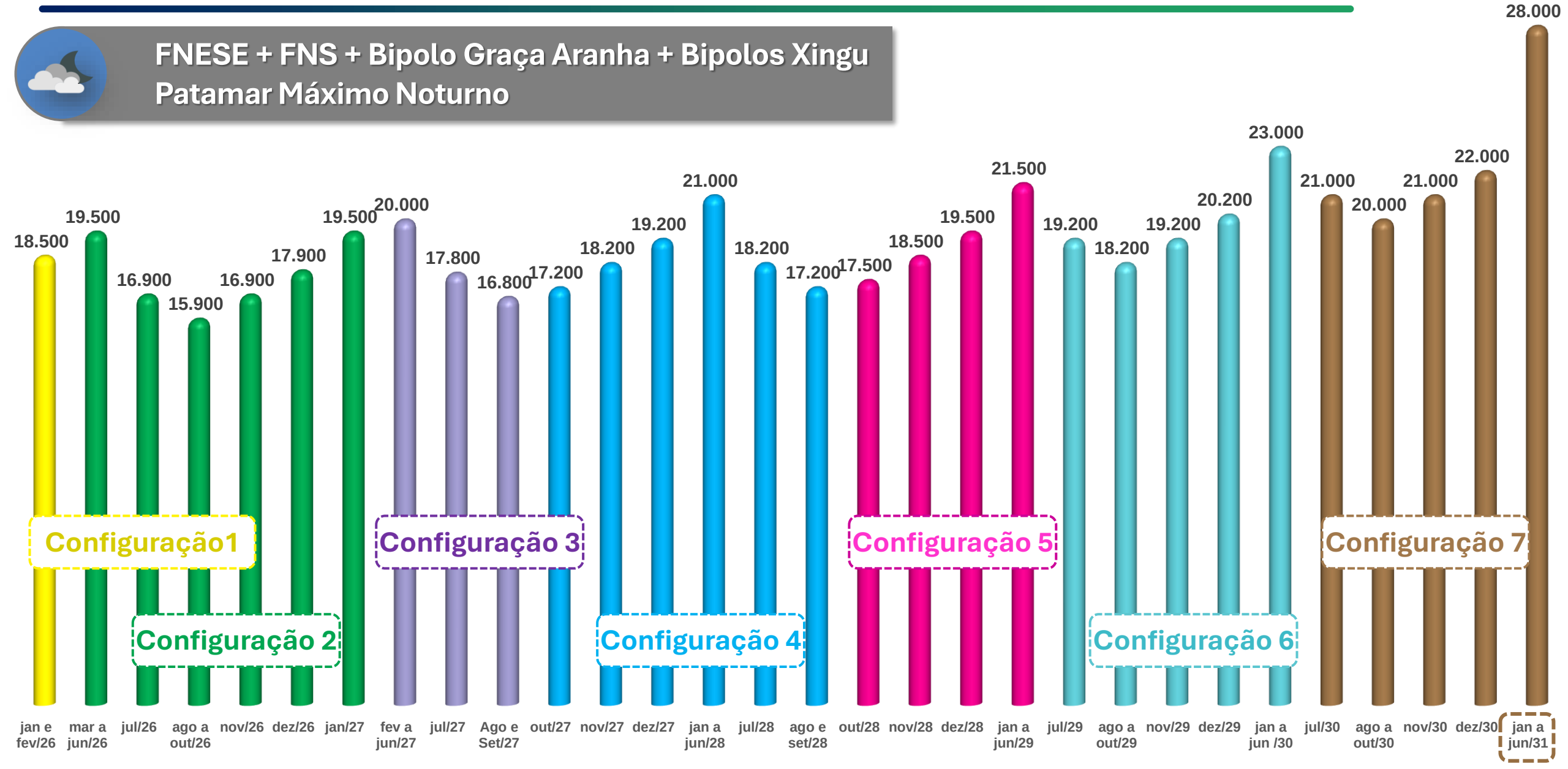
FNESE + FNS + Bipolo Graça Aranha + Bipolos Xingu
Patamar Máximo Noturno



Recebimento SE/CO das Regiões N/NE

PAR/PEL 2025
Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN
CICLO 2026 - 2030

FNESE + FNS + Bipolo Graça Aranha + Bipolos Xingu
Patamar Máximo Noturno





05

Síntese do Atendimento às Áreas Geoelétricas

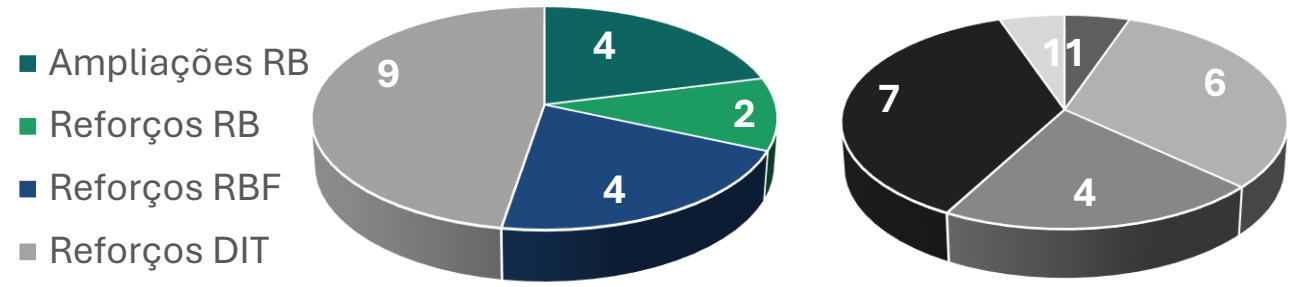
Operador Nacional do Sistema Elétrico

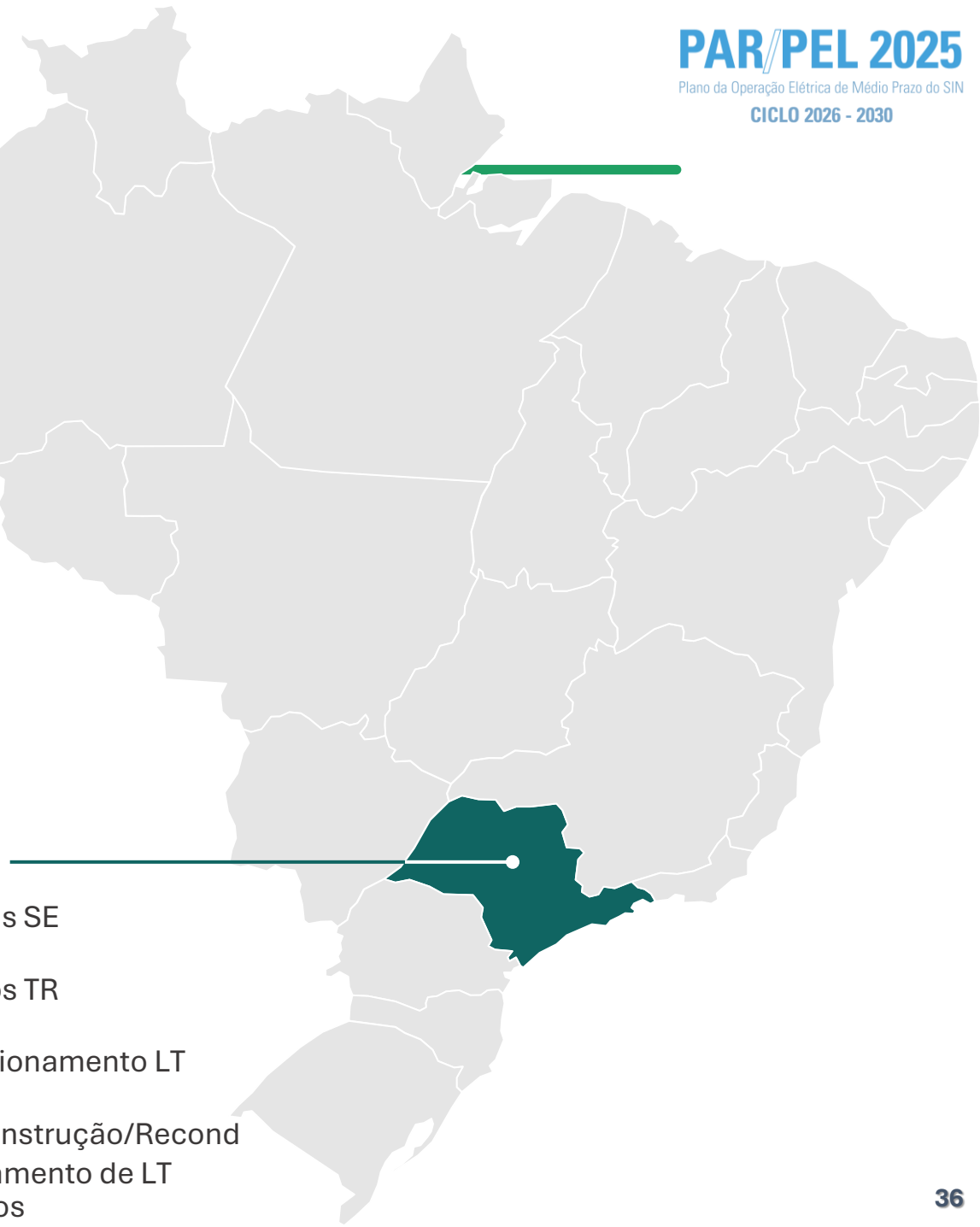
PAR/PEL 2025
Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN
CICLO 2026 - 2030

Sudeste

Área SP

A área SP tem apresentado elevado grau de esgotamento da malha de transmissão, em função do aumento expressivo das solicitações de acesso de grandes cargas aos sistemas de transmissão e distribuição. Embora os empreendimentos associados ao ramo de Data Centers tenham protagonismo nesse contexto, a ampliação da demanda de diversos outros setores também vem se mostrando parcialmente inviável com a configuração atual da rede. Ante o exposto, neste PAR/PEL 2025 foi indicado um conjunto expressivo de obras, visando viabilizar o aumento da demanda contratual de consumidores livres e cativos.



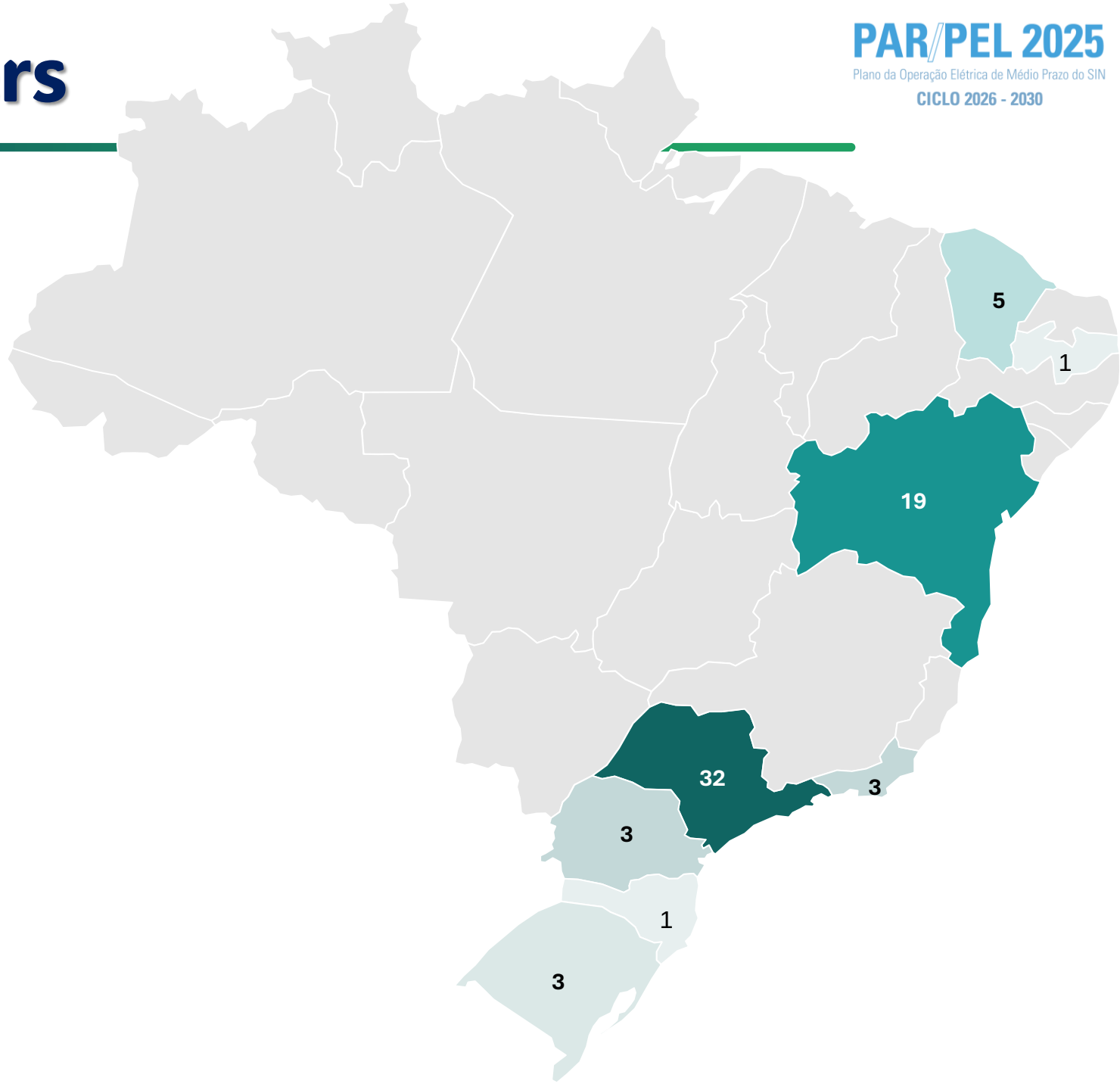


Acessos Data Centers

Rede Básica + DIT

67 Solicitações de Acesso de Data Centers

BA, CE, PB, PR, RJ, RS, SC e SP



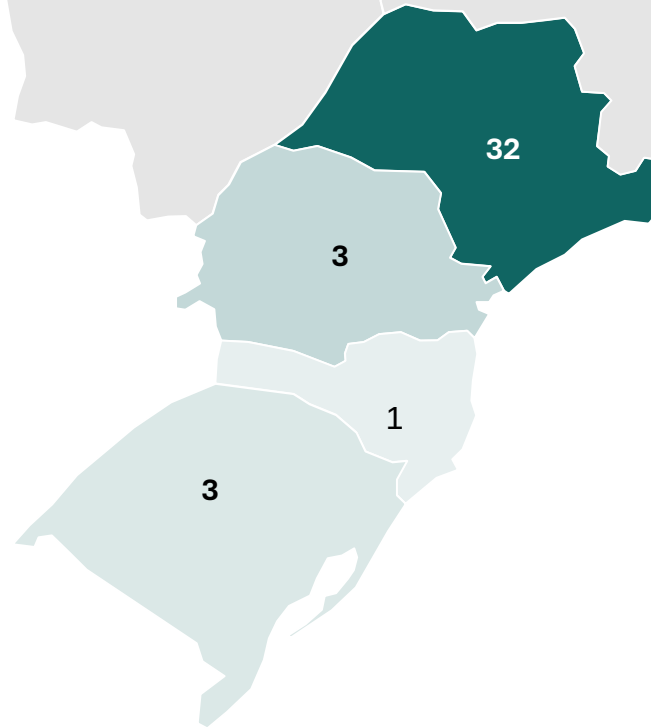
Fonte: sintegre.ons.org.br/sites/5/11/Paginas/FilaAcesso/PainelConsumidor.aspx

Acessos Data Centers

Rede Básica + DIT

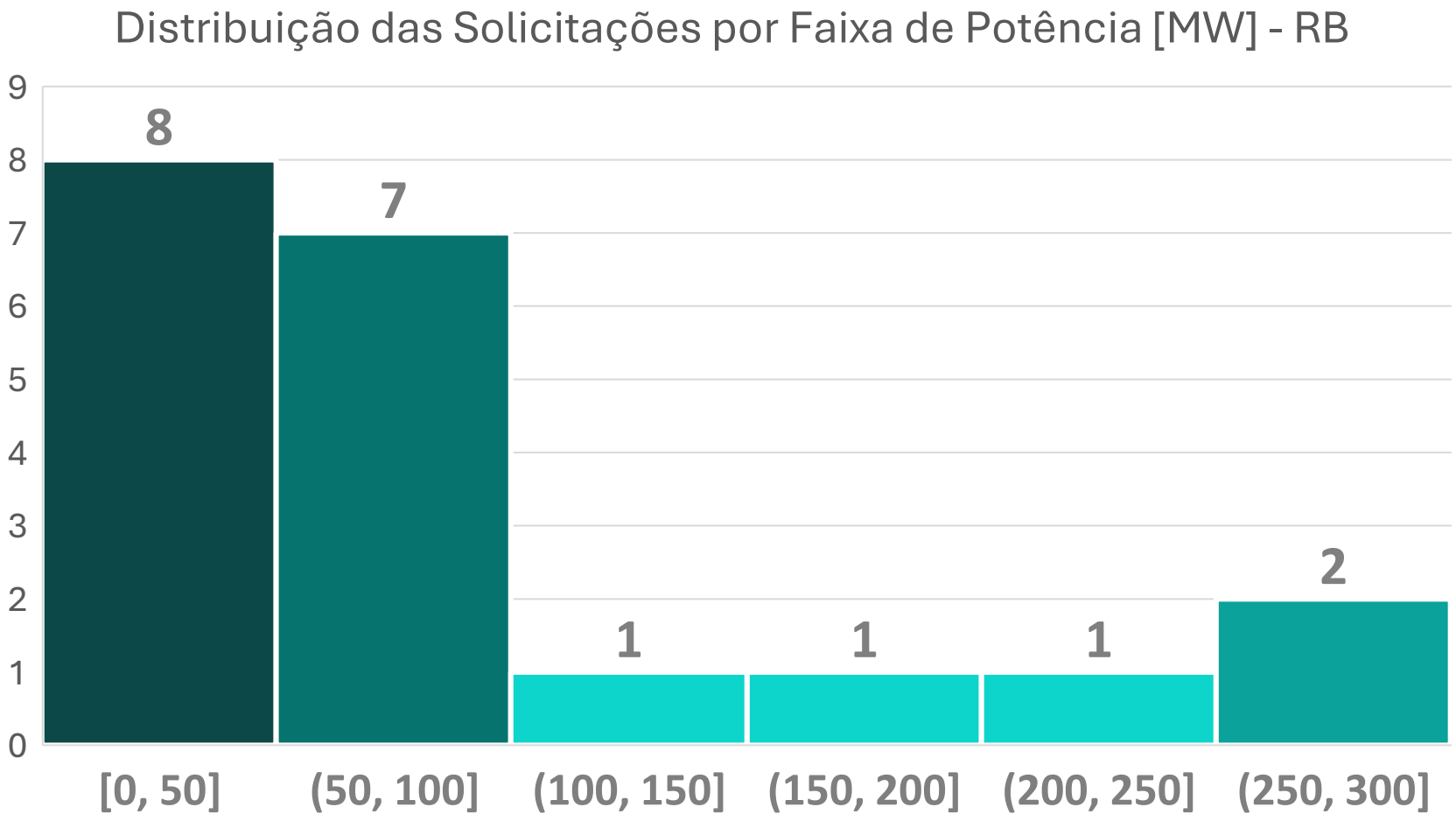
67 Solicitações de Acesso de Data Centers

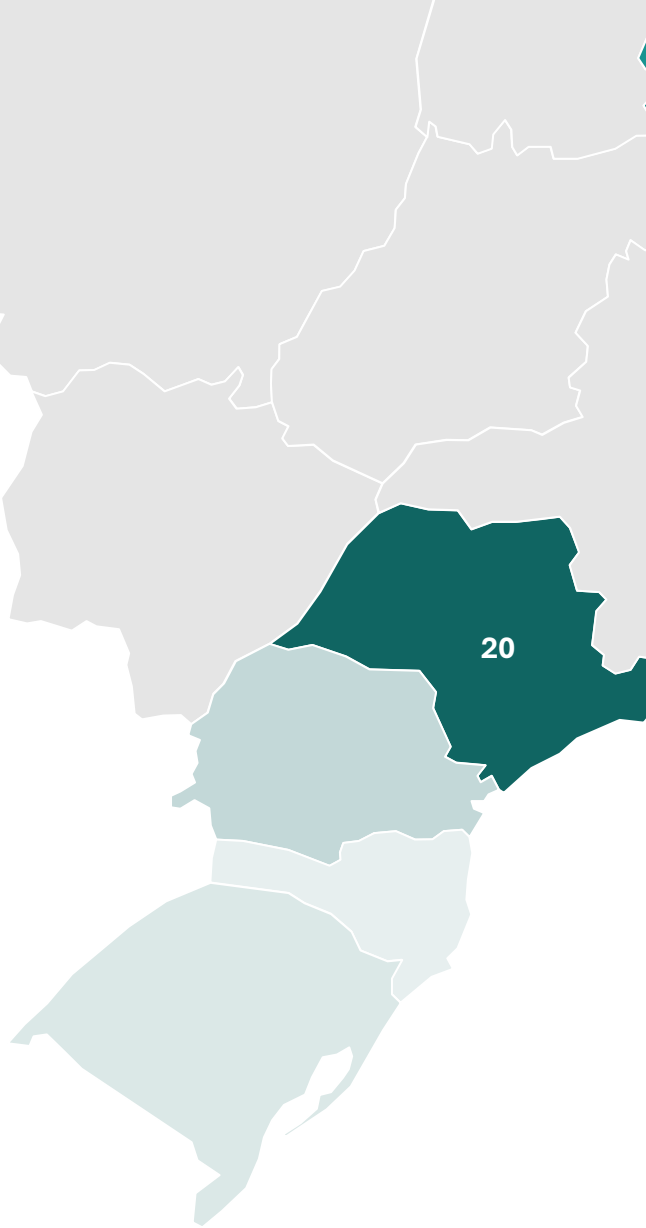
BA, CE, PB, PR, RJ, RS, SC e SP



Acessos Data Centers - SP

Rede Básica

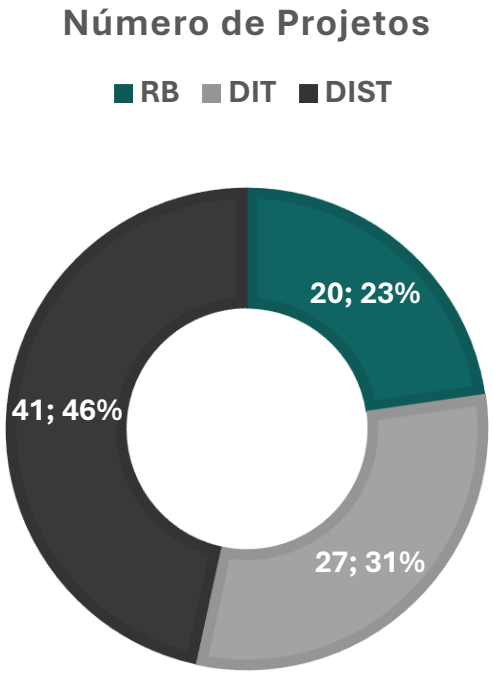


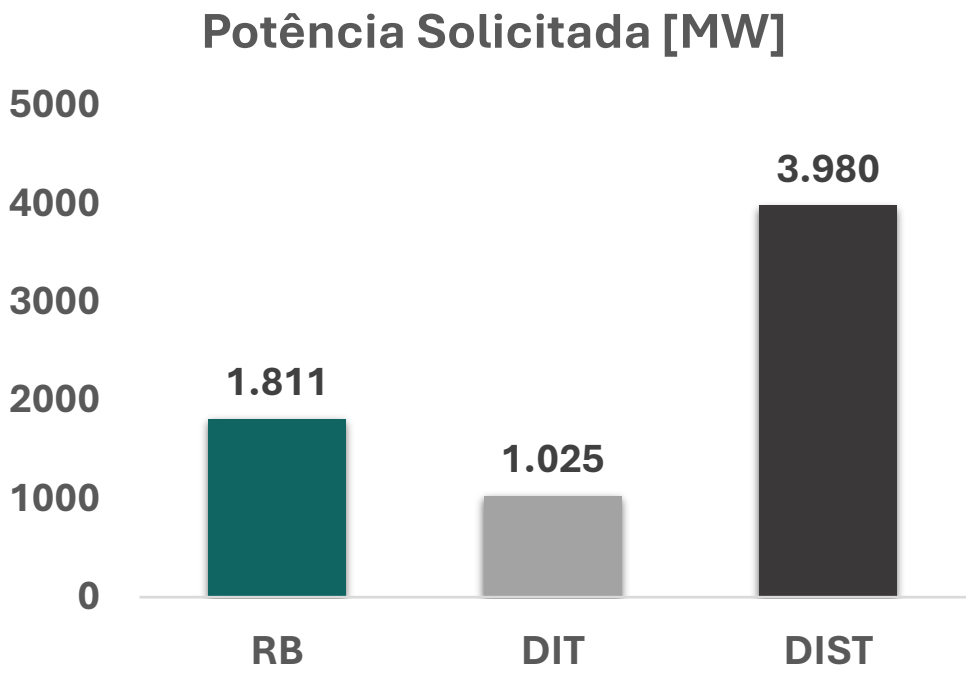


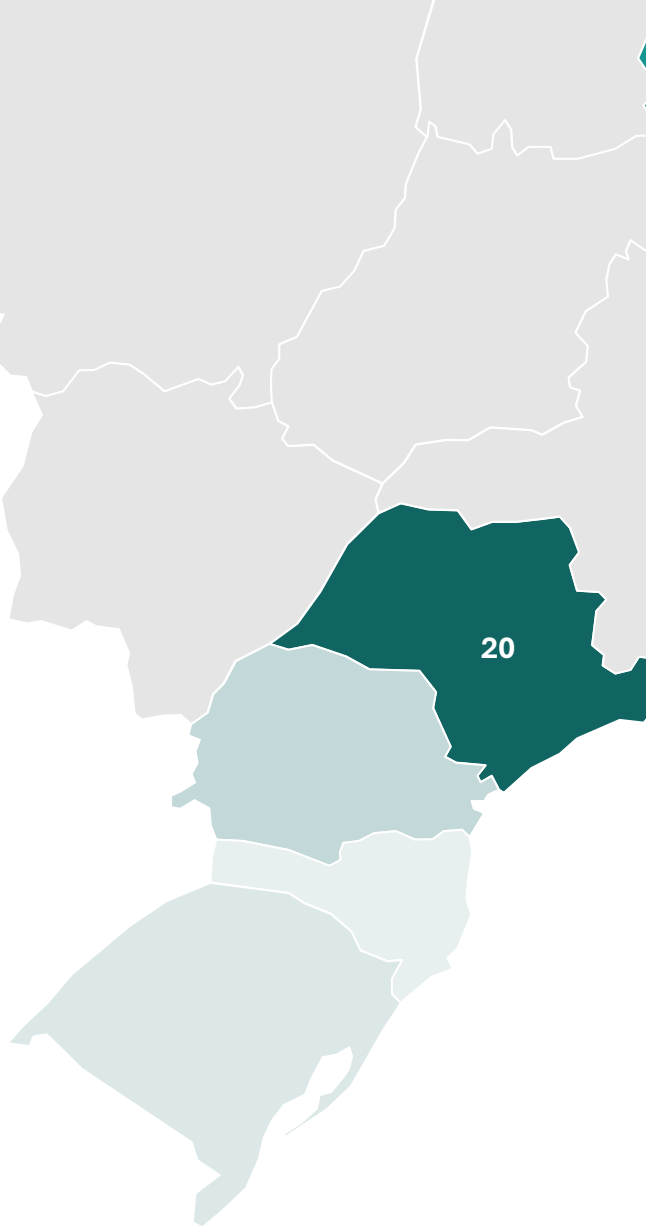
Área SP

Obs.: Foram considerados os valores solicitados para o último ano do horizonte de contratação (2028)

Acessos Data Centers - SP







Concorrência pela mesma margem de transmissão

Área SP

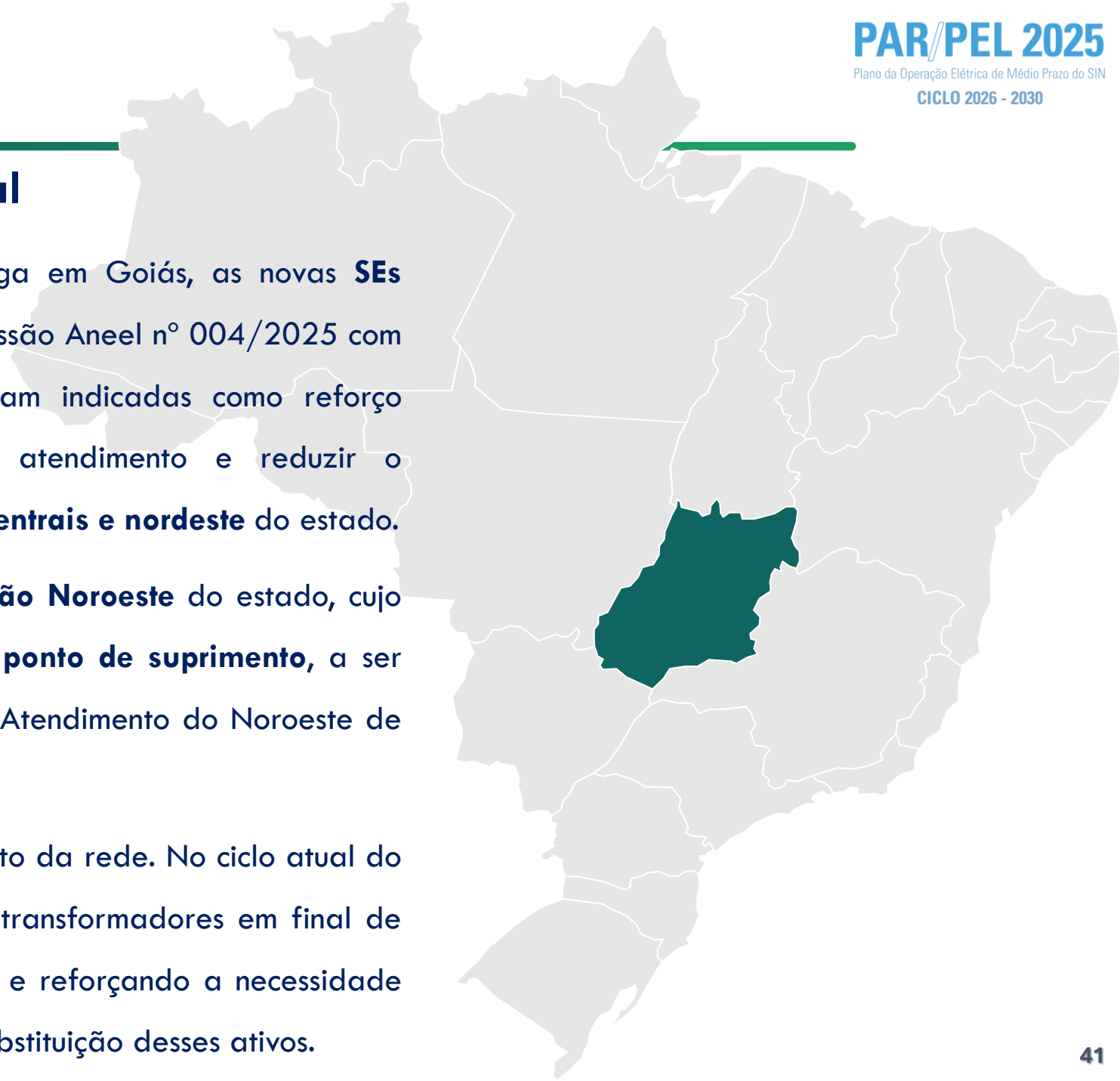
Centro-Oeste

Atendimento a Goiás e Distrito Federal

Diante do elevado crescimento do mercado de carga em Goiás, as novas **SEs Matrinchã 2 230/138 kV** (licitada no leilão de transmissão Aneel nº 004/2025 com prazo fev/2030) **e SE Iaciara 2 230/138 kV** foram indicadas como reforço estrutural para criar ampliar a capacidade de atendimento e reduzir o esgotamento de equipamentos existentes nas **regiões centrais e nordeste** do estado.

Ainda assim, permanece **demanda reprimida na região Noroeste** do estado, cujo equacionamento depende da indicação de um **novo ponto de suprimento,** a ser definida a partir da conclusão do estudo "Análise de Atendimento do Noroeste de Goiás", em elaboração pela EPE.

Ademais, o estado enfrenta o desafio do envelhecimento da rede. No ciclo atual do SGPMR, foram cadastrados **mais de 1.300 MVA** de transformadores em final de vida útil, demandando análises integradas com a EPE e reforçando a necessidade de um planejamento coordenado e criterioso para a substituição desses ativos.



Centro-Oeste

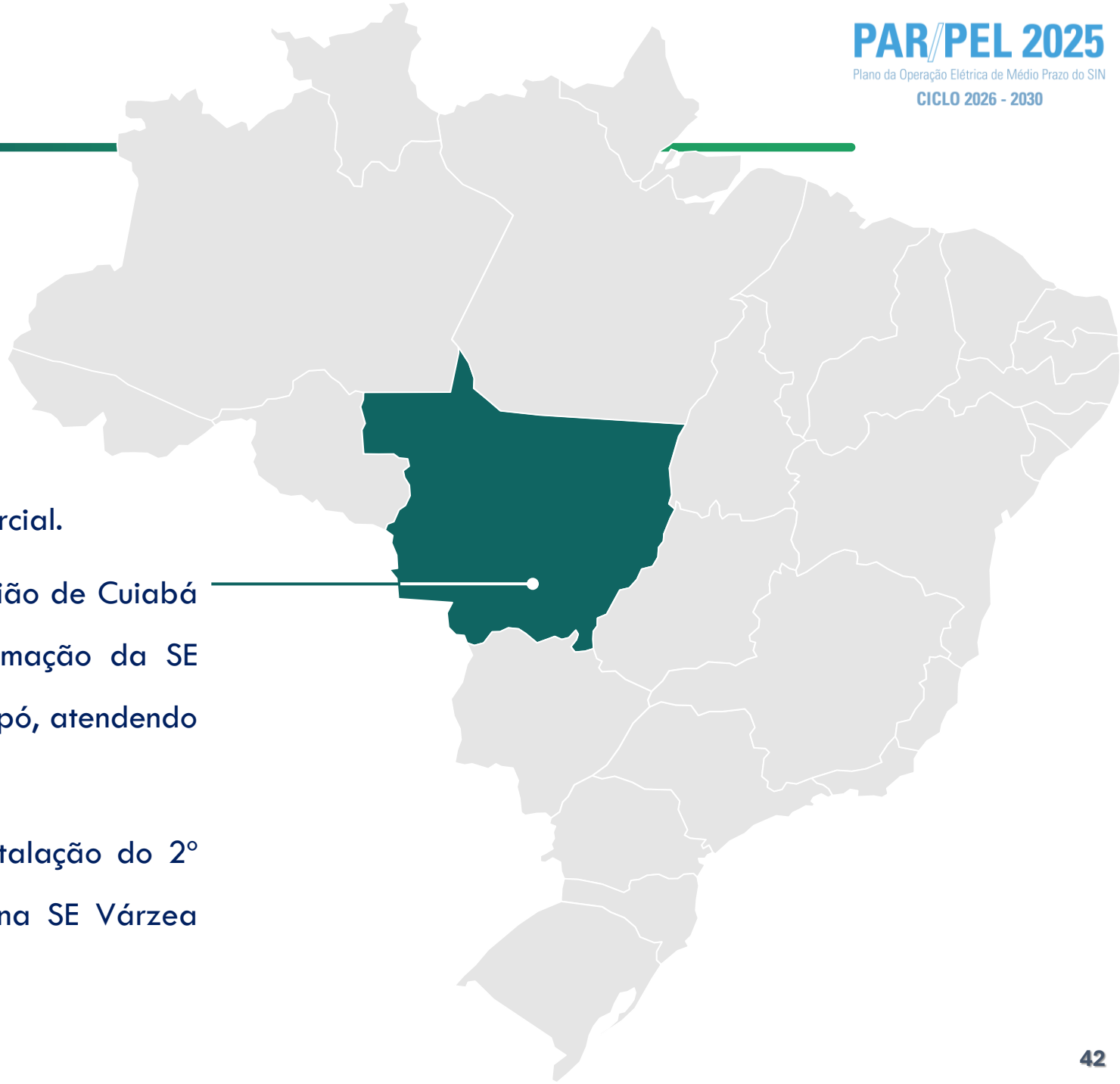
Atendimento à Cuiabá

A nova SE Cuiabá Norte contará com o 1° banco de AT 500/138 kV e seccionará o circuito 2 da LT 500 kV Jauru – Cuiabá, obra licitada à MEZ 7 Energia LTDA.

Atualmente **não possuem previsão** de operação comercial.

Esse novo ponto de suprimento de Rede Básica na região de Cuiabá contribui para redução do esgotamento da transformação da SE Coxipó e dos circuitos em 230 kV entre Cuiabá e Coxipó, atendendo ao crescimento da demanda de carga da capital.

Devido ao atraso dessa obra, foram indicadas a instalação do 2° ATF 500/230 kV na SE Cuiabá e o 3° defasador na SE Várzea Grande 230/138 kV.



Centro-Oeste

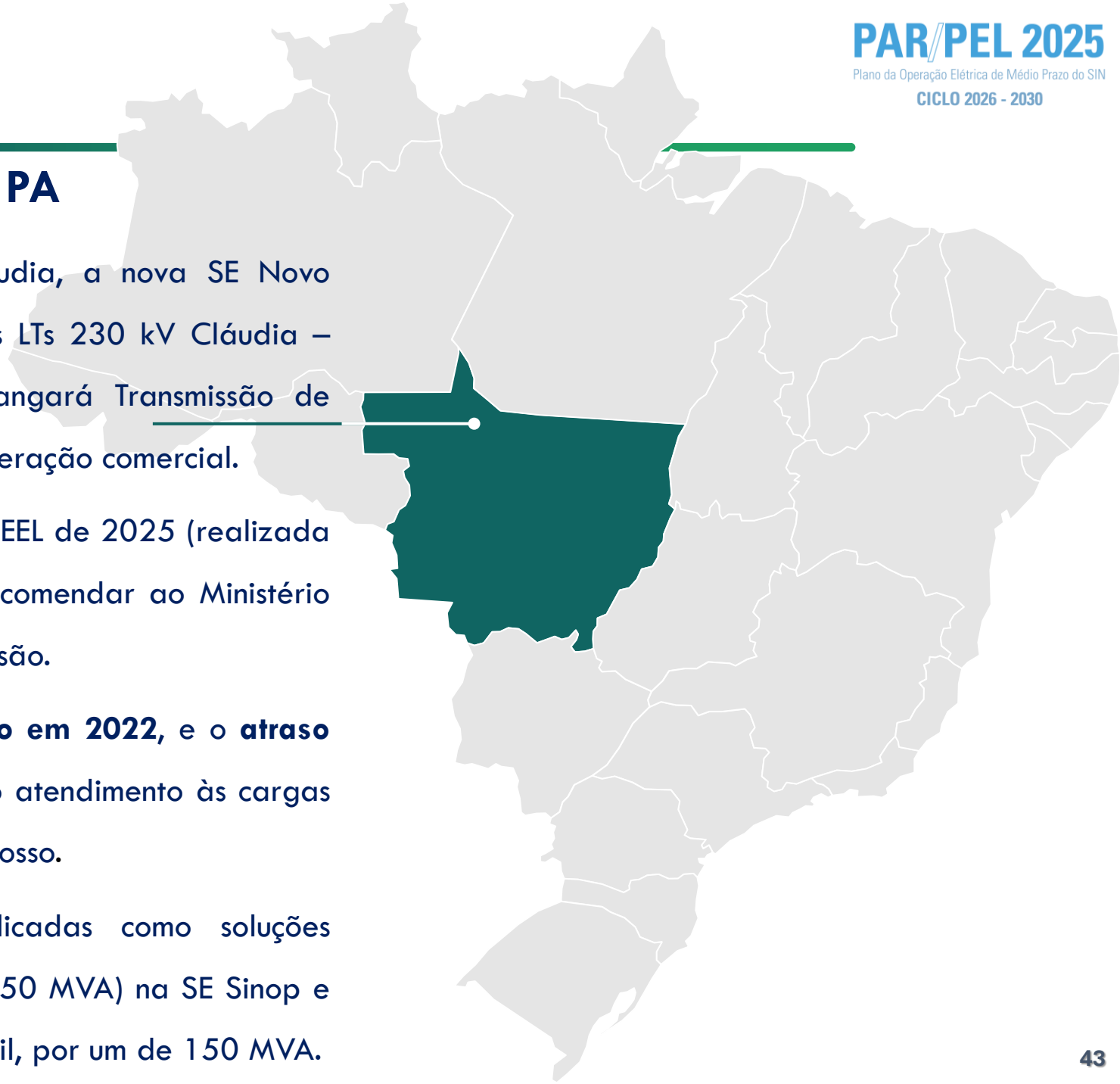
Atendimento ao norte de MT e sul do PA

As obras incluem o setor 230/138 kV da SE Cláudia, a nova SE Novo Progresso 230/138 kV, a SE Cachimbo 230 kV e as LTs 230 kV Cláudia – Cachimbo – Novo Progresso C, obra licitada à Tangará Transmissão de Energia S.A. Atualmente **não possuem previsão** de operação comercial.

Na 41ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL de 2025 (realizada em 09/12/2025), a diretoria da Agência decidiu recomendar ao Ministério de Minas e Energia – MME a caducidade dessa concessão.

Essas obras foram objeto de **caducidade** e **relicitação em 2022**, e o **atraso em sua implantação** compromete significativamente o atendimento às cargas das regiões de Novo Progresso e do norte de Mato Grosso.

Considerando o atraso dessas obras, foram indicadas como soluções conjunturais a instalação do 4º ATF 230/138 kV (1×150 MVA) na SE Sinop e a substituição do TR-01de 100 MVA, em fim de vida útil, por um de 150 MVA.



Centro-Oeste

Atendimento ao norte de MT e sul do PA

As obras incluem o setor 230/138 kV da SE Cláudia, a nova SE Novo Progresso 230/138 kV, a SE Cachimbo 230 kV e as LTs 230 kV Cláudia – Cachimbo – Novo Progresso C, obra licitada à Tangará Transmissão de Energia S.A. Atualmente **não possuem previsão** de operação comercial.

Na 41ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL de 2025 (realizada em 09/12/2025), a diretoria da Agência decidiu recomendar ao Ministério de Minas e Energia – MME a caducidade dessa concessão.

Essas obras foram objeto de **caducidade** e **relicitação em 2022**, e o **atraso em sua implantação** compromete significativamente o atendimento às cargas das regiões de Novo Progresso e do norte de Mato Grosso.

Considerando o atraso dessas obras, foram indicadas como soluções conjunturais a instalação do 4º ATF 230/138 kV (1×150 MVA) na SE Sinop e a substituição do TR-01de 100 MVA, em fim de vida útil, por um de 150 MVA.



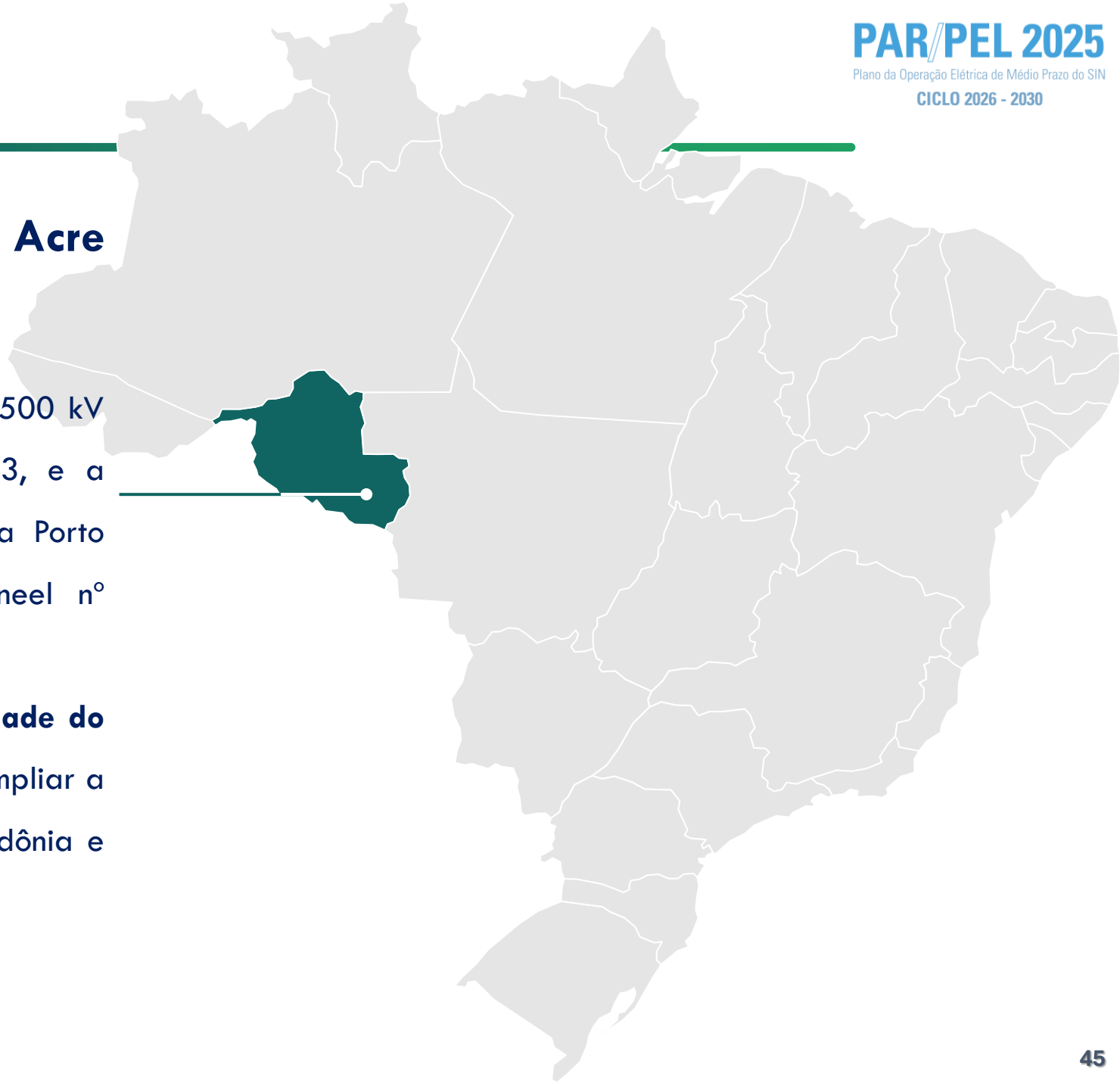
Acre/Rondônia

Reforços para resiliência do sistema Acre e Rondônia às mudanças climáticas

Implantação da SE Vilhena 3 500/230 kV, das LTs 500 kV Jauru – Vilhena 3 e 230 kV Vilhena – Vilhena 3, e a substituição do transformador TF-13 da SE Coletora Porto Velho, obra licitada no leilão de transmissão Aneel nº 004/2025 (Prazo: out/2030).

Essas obras têm por objetivo **fortalecer a confiabilidade do sistema** frente a condições hidrológicas extremas e ampliar a capacidade de intercâmbio entre as áreas Acre–Rondônia e Mato Grosso.

RACRO: 430 MW ➡ 900 MW



Sul e Mato Grosso do Sul

Nova rede em 525 kV no Mato Grosso do Sul

Garantir o atendimento elétrico adequado, considerando os excedentes de geração do estado.

R$ 4,02 bi

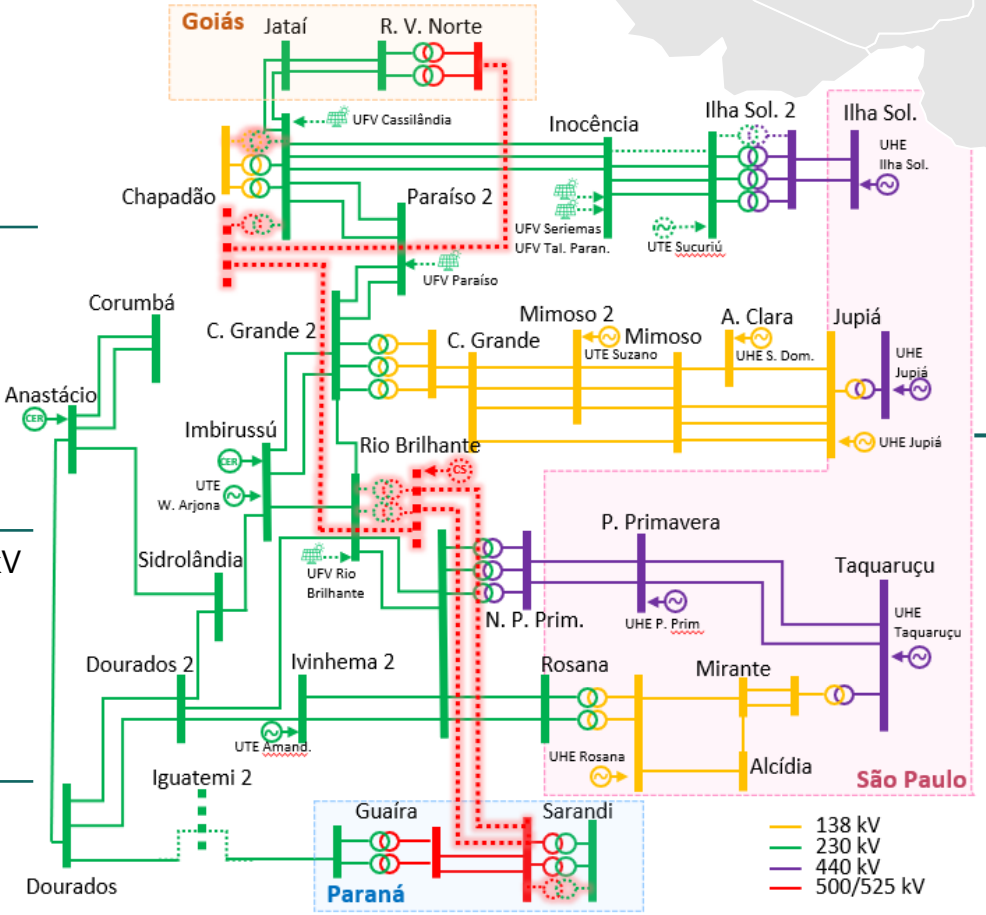
Investimento previsto

1.170 km

Linhas de transmissão em 525 kV

4.272 MVA

Transformadores 525/230 kV



Sul e Mato Grosso do Sul

Região Metropolitana de Curitiba

Dois novos pontos de atendimento em 138 kV, a partir da subestações de fronteira 230/138 kV (**Barigui 2 e Uberaba**), além do novo setor de 230 kV da **SE Curitiba Oeste 525/230 kV**, motivadas por novas solicitações de acesso da COPEL DIS para atendimento à carga da região Metropolitana de Curitiba.

Obras de distribuição

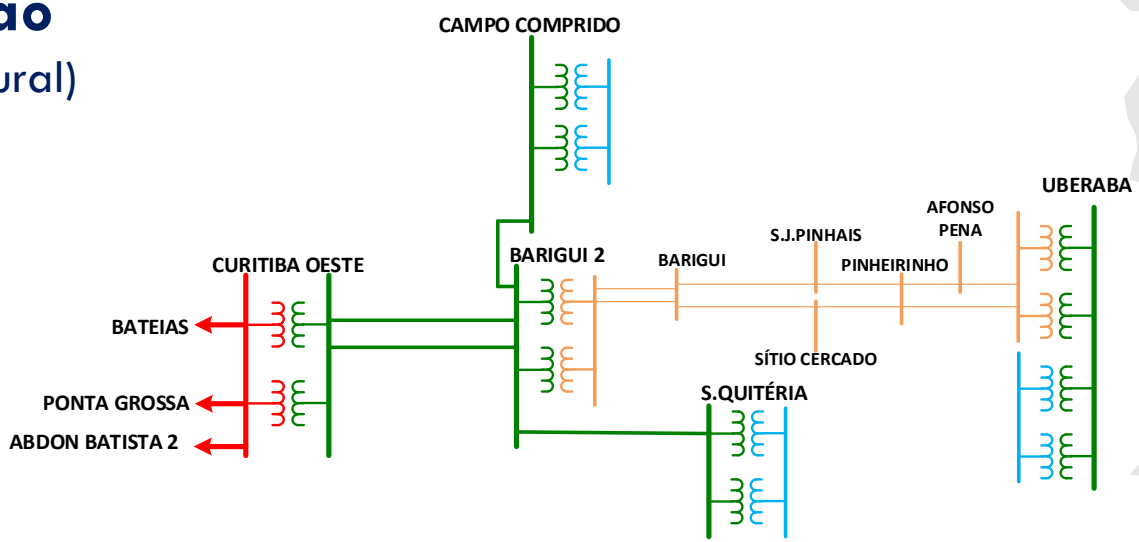
(associadas a solução estrutural)

+100 km

Linhas de distribuição em 138 kV

370 MVA

Transformadores 138/69 kV



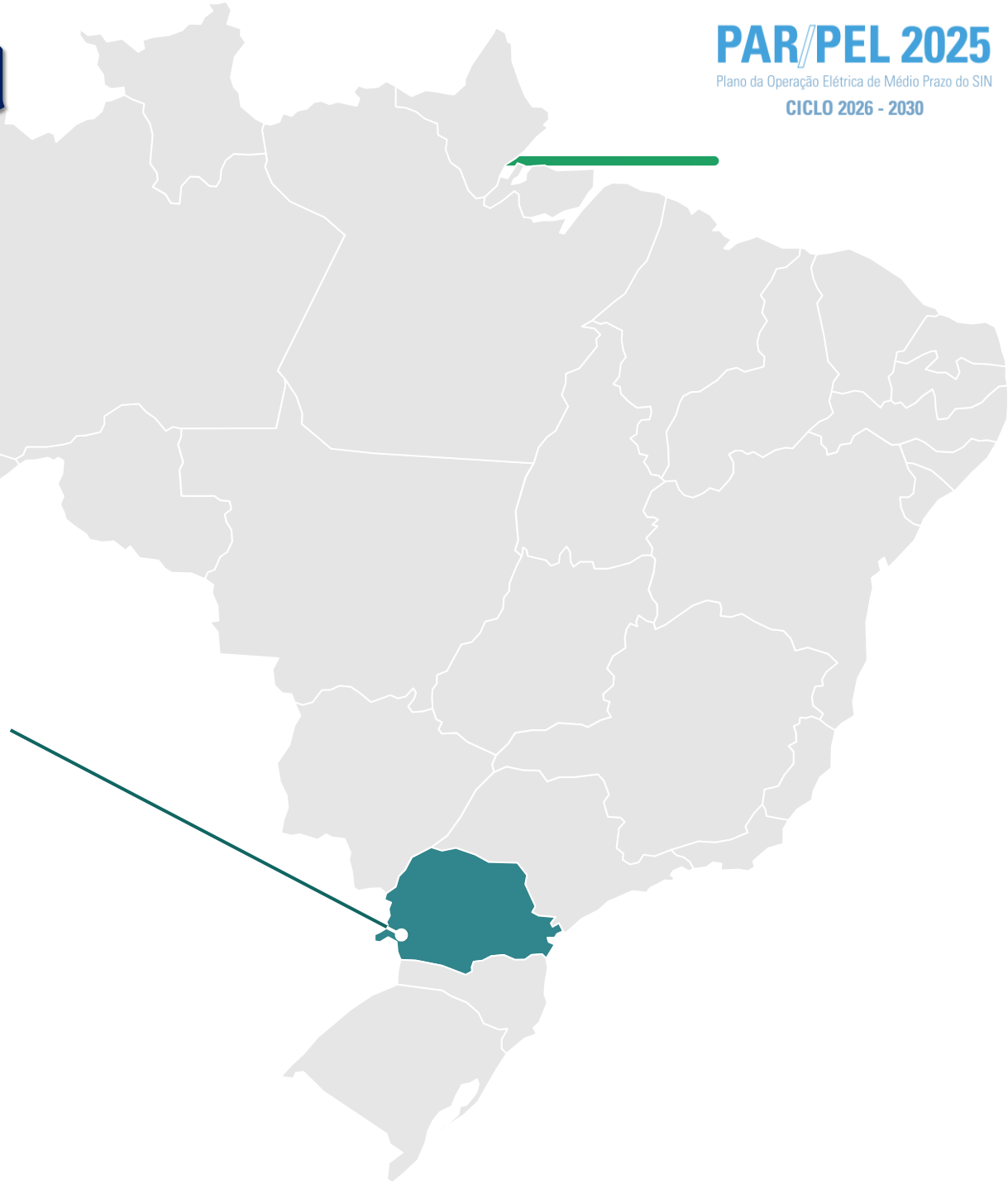


Sul e Mato Grosso do Sul

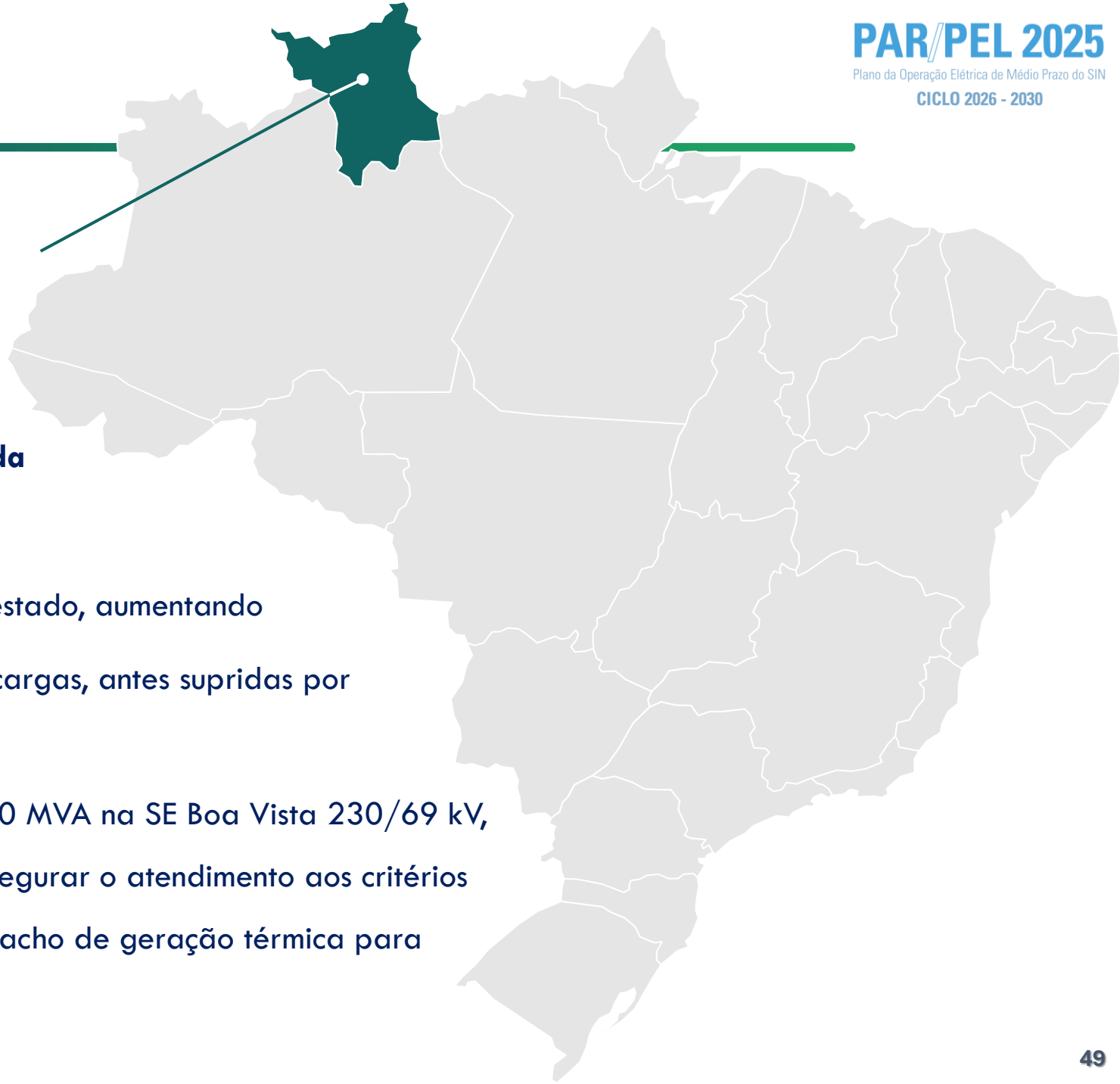
Região Oeste do Paraná
(atendimento a Foz do Iguaçu)

Nova **SE Iguaçu 525/230/138 kV,** cuja solicitação de acesso da COPEL DIS ao setor de 138 kV visa **aumentar a confiabilidade no atendimento às cargas da cidade de Foz do Iguaçu,** atualmente suprida apenas pela subestação de Rede Básica de Fronteira Foz do Iguaçu Norte 230/138 kV.

Adicionalmente, **elimina problemas de subtensão e sobrecargas** em equipamentos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira da região, em situações de contingência.



Norte/Nordeste



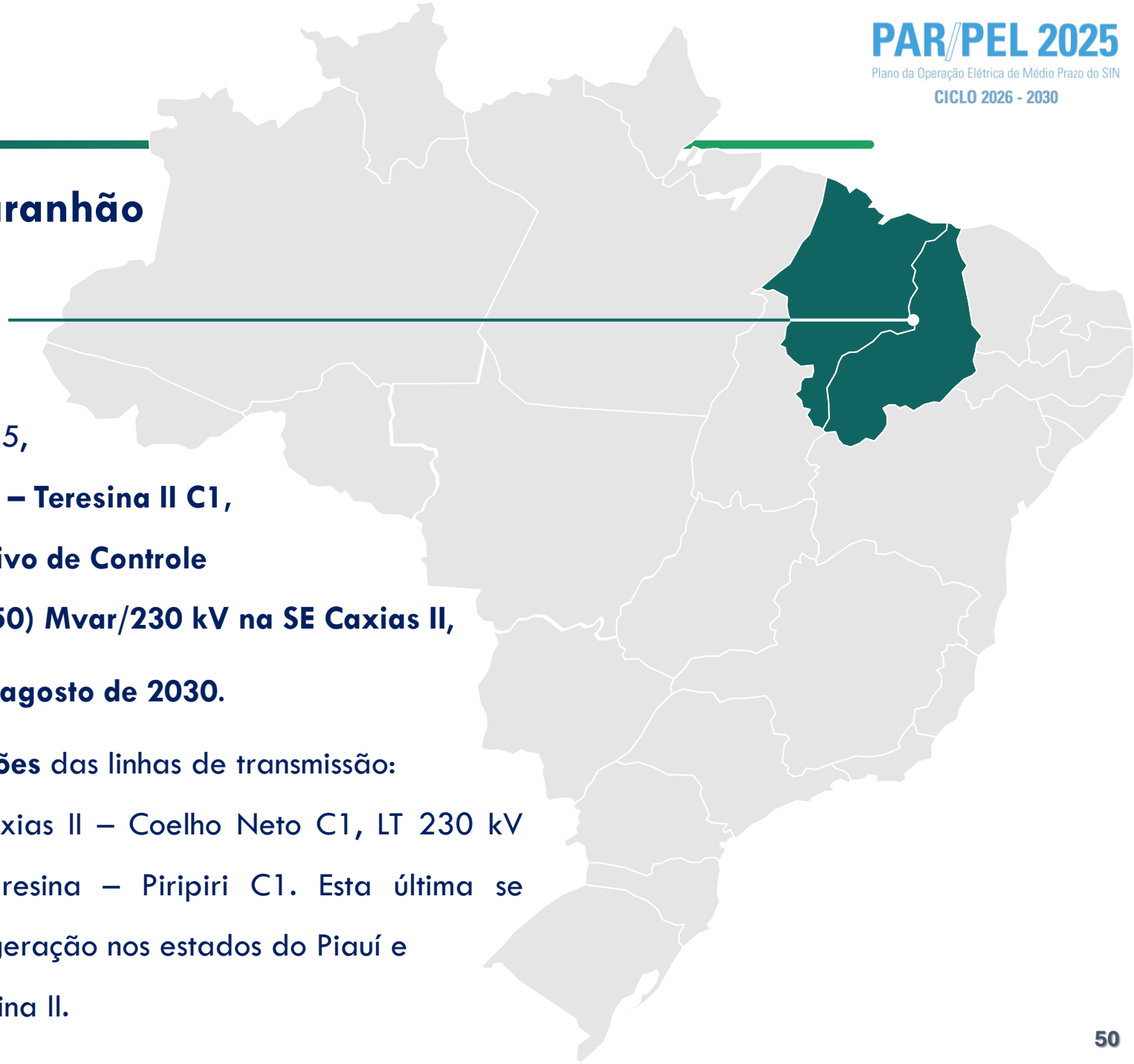
Interligação do estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional (SIN)

Ocorrida em setembro de 2025, por meio da **LT 500 kV Lechuga – Equador – Boa Vista C1 e C2 e da nova transformação 500/230 kV da SE Boa Vista.**

Essa interligação marcou um avanço estrutural para o estado, aumentando **a confiabilidade e a capacidade** de atendimento das cargas, antes supridas por geração térmica isolada.

Destaca-se a indicação de dois transformadores de 150 MVA na SE Boa Vista 230/69 kV, sendo um em substituição e outro adicional, visando assegurar o atendimento aos critérios de confiabilidade e eliminando a necessidade de despacho de geração térmica para atendimento ao critério N-1 da transformação.

Norte/Nordeste



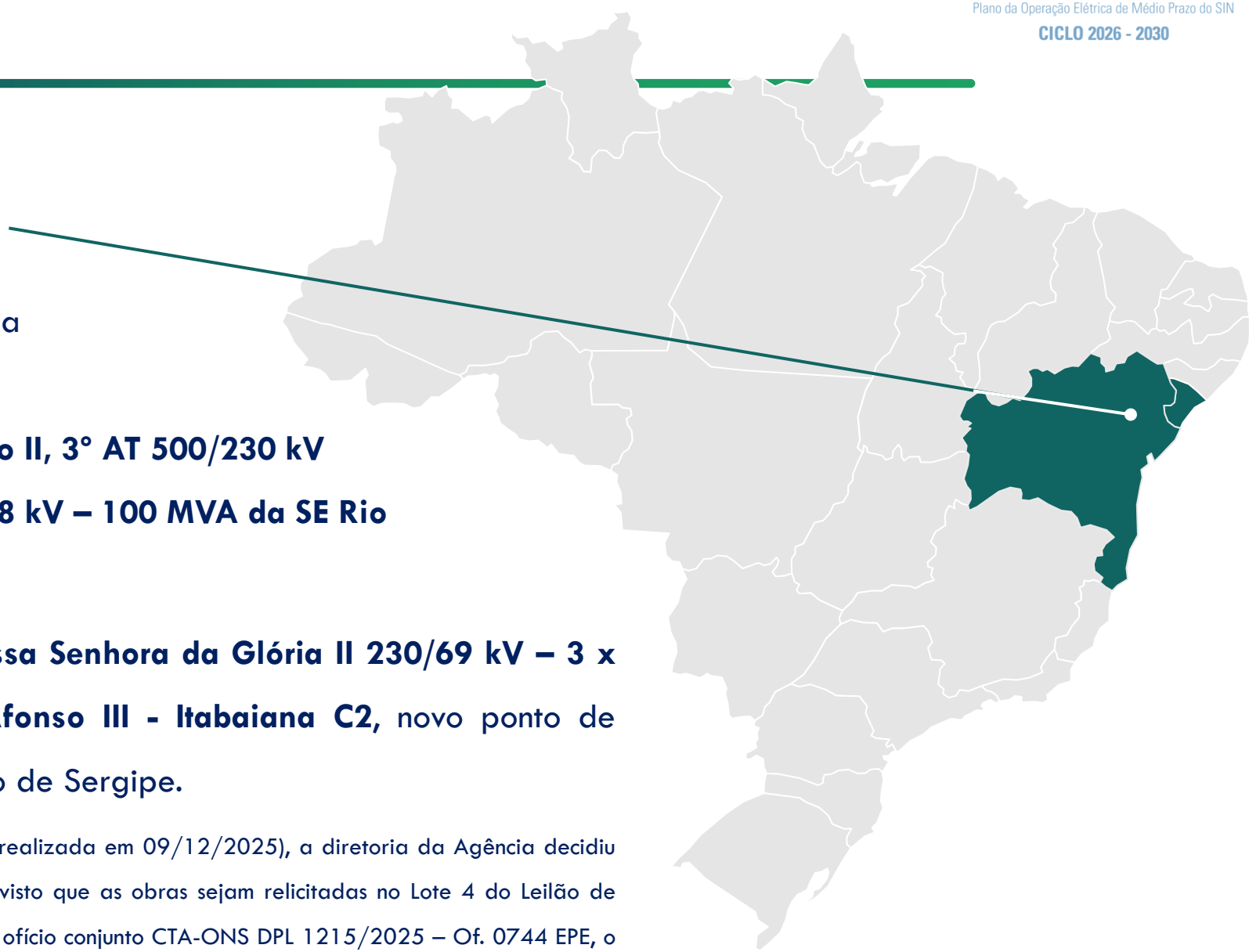
Atendimento às regiões leste do Maranhão e centro-norte Piauiense

Destaca-se a licitação no **Leilão de Transmissão nº 004/2025 – Lote 2,** realizado em outubro de 2025, dos seguintes empreendimentos: **LT 230 kV Caxias II – Teresina II C1, LT 230 kV Teresina – Teresina III, além do Dispositivo de Controle Automático Rápido de Reativos (CARR), 1x(-50/+50) Mvar/230 kV na SE Caxias II,** com data contratual para entrada em operação em **agosto de 2030.**

Também compõem a solução estrutural **as desativações** das linhas de transmissão: LT 230 kV Peritoró – Caxias II C1, LT 230 kV Caxias II – Coelho Neto C1, LT 230 kV Coelho Neto – Teresina I C1 e LT 230 kV Teresina – Piripiri C1. Esta última se apresentando como um gargalo ao escoamento de geração nos estados do Piauí e Ceará, sobretudo no eixo em 230 kV Piripiri – Ibiapina II.

Norte/Nordeste

Atendimento às regiões da Bahia e de Sergipe



Para atender o crescimento expressivo de carga na região oeste da Bahia foram recomendados:

3° AT 230/138 kV – 200 MVA na SE Rio Formoso II, 3° AT 500/230 kV – 300 MVA na SE Rio das Éguas e 4° AT 230/138 kV – 100 MVA da SE Rio Grande II, todos já incorporados no POTEE 2025.

Destaca-se o processo de caducidade da **SE Nossa Senhora da Glória II 230/69 kV – 3 x 150 MVA, seccionando a LT 230 kV Paulo Afonso III - Itabaiana C2,** novo ponto de suprimento para atendimento às cargas do estado de Sergipe.

Na 41ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL de 2025 (realizada em 09/12/2025), a diretoria da Agência decidiu recomendar ao MME a caducidade dessa concessão. Portanto, é previsto que as obras sejam relicitadas no Lote 4 do Leilão de Transmissão nº 001/2026, considerando que a EPE e ONS emitiram o ofício conjunto CTA-ONS DPL 1215/2025 – Of. 0744 EPE, o qual mantém a recomendação de implantação integral do conjunto de empreendimentos previstos no referido lote..

Norte/Nordeste

Compensadores Síncronos (CS) no Rio Grande do Norte e Ceará para viabilizar a conexão de Grandes Consumidores

Solução para conexão de 4 GW

O MME **solicitou à EPE** a realização de um estudo para identificar alternativas de expansão que viabilizem a **conexão de 4 GW** adicionais de carga no Nordeste.

2024 — **JAN/2025** — **MAR/2025**

Negativas de Pareceres de Acesso

Em função da conexão de grandes consumidores, da **escala de GW**, nos pontos de conexão solicitados agravarem os problemas de **colapso de tensão** já existentes entre os estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí.

Solução Ponte

O MME **solicitou ao ONS** a elaboração de um estudo técnico com soluções mínimas para viabilizar a conexão de novos grandes consumidores, denominado **"Solução Ponte"**.

Norte/Nordeste

Compensadores Síncronos (CS) no Rio Grande do Norte e Ceará para viabilizar a conexão de Grandes Consumidores

Estudo EPE

Emissão do estudo EPE-DEE-NT-035/2025 recomendando a instalação de quatro CS **(01 na SE Ceará Mirim II, 02 na SE Morada Nova e 01 na SE Quixadá)** em consonância com obras de expansão já previstas.

Decreto nº 12.772 (PNAST)

O MME determinará, por meio de revisão extraordinária do POTEE, expansões na RB que serão destinadas **prioritariamente** a atender, total ou parcialmente, as solicitações de acesso de **consumidores**.

POTEE 2025 (2ª emissão)

Inclusão dos 05 CS em consonância com a PNAST.

Publicado 12/12/2025

Estudo ONS (Solução Ponte)

Apresentação para MME recomendando a instalação de quatro CS **(01 na SE Açu III, 02 na SE Morada Nova e 01 na SE Ceará Mirim II)**.

Leilão 001/2026

Previsão de licitação dos 05 CS incluídos no **Lote 03 do leilão**.



Norte/Nordeste

Conexão de Grandes Consumidores no Ceará e Piauí

A **"Solução Ponte"**, desenvolvida pelo ONS a pedido do MME para viabilizar a **conexão de até 3 GW** de novos grandes consumidores no Ceará e Piauí, diante das restrições de estabilidade de tensão no eixo RN–CE–PI. A proposta prevê a instalação de **cinco compensadores síncronos de (-200/+300) Mvar** nas **SEs Açu III, Ceará Mirim II, Morada Nova (duas unidades) e Quixadá,** os quais serão licitados no Lote 3 do Leilão de Transmissão nº 001/2026.

Esses equipamentos reforçam as **margens de estabilidade** e **preservam o escoamento** da geração renovável da região.

A ***Solução Ponte*** é uma medida essencial para viabilizar a **integração segura** de novos grandes consumidores até a entrada dos reforços estruturais de longo prazo.





INTERVALO

10 minutos...

Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAR/PEL 2025

Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN

CICLO 2026 - 2030



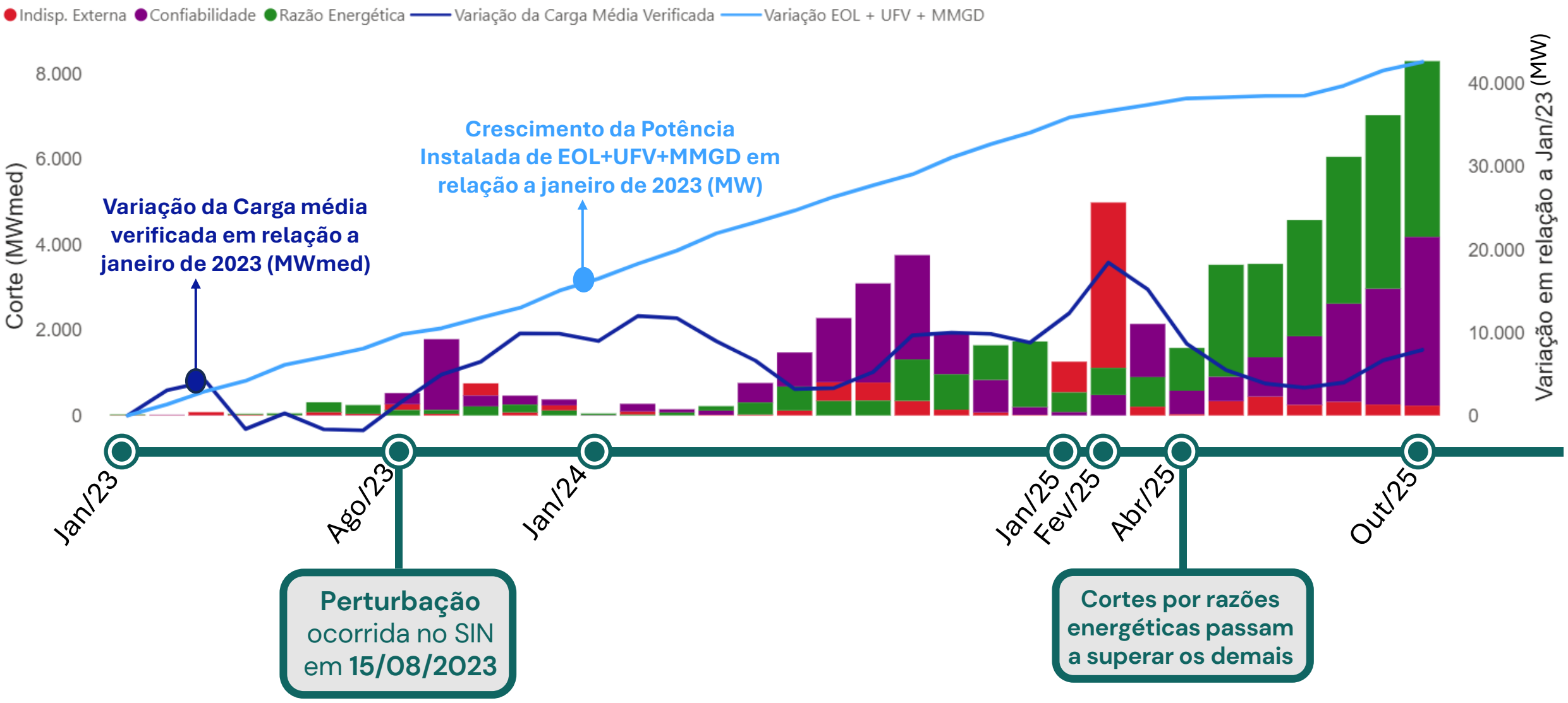
06

Projeções Futuras do *Curtailment*

Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAR/PEL 2025
Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN
CICLO 2026 - 2030

Evolução do *Curtailment* nos Últimos Anos



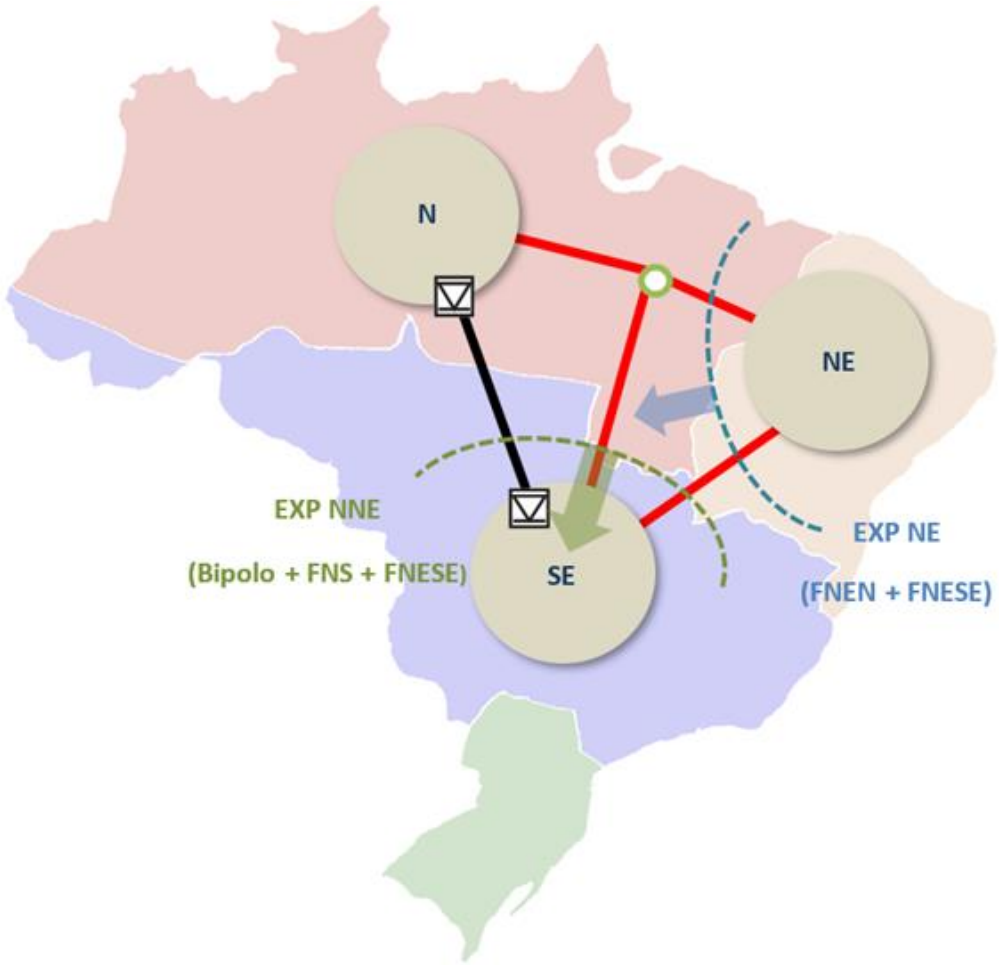
Metodologia de Extrapolação de Tendências

Restrições Avaliadas:

i. **Restrição de geração no SIN por razões energéticas:** associada ao controle da frequência do SIN devido à sobreoferta de energia.

ii. **Restrição de geração no Nordeste por confiabilidade elétrica:** associada ao Controle do Limite de Exportação do Nordeste (Exp_{NE}).

iii. **Restrição de geração no Norte e Nordeste por confiabilidade elétrica:** associada ao Controle do Limite de Exportação do Norte e Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste (Exp_{NNE}).

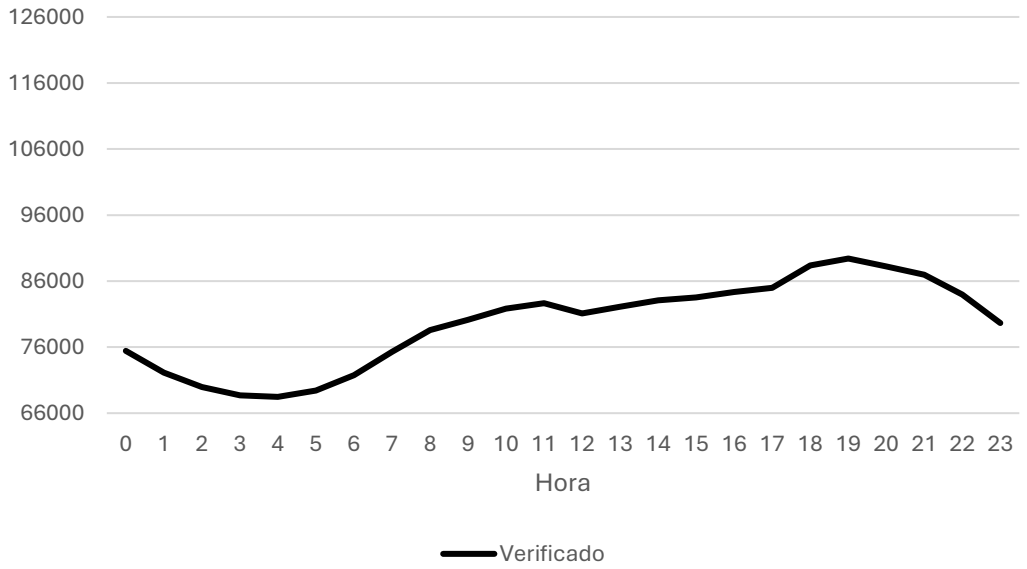


Metodologia de Extrapolação de Tendências

Dados Históricos: Dados de Carga e Geração verificados no período de **1º de outubro de 2024 a 30 de setembro de 2025**, em valores médios horários, isto é 8.760 pontos de operação verificados.

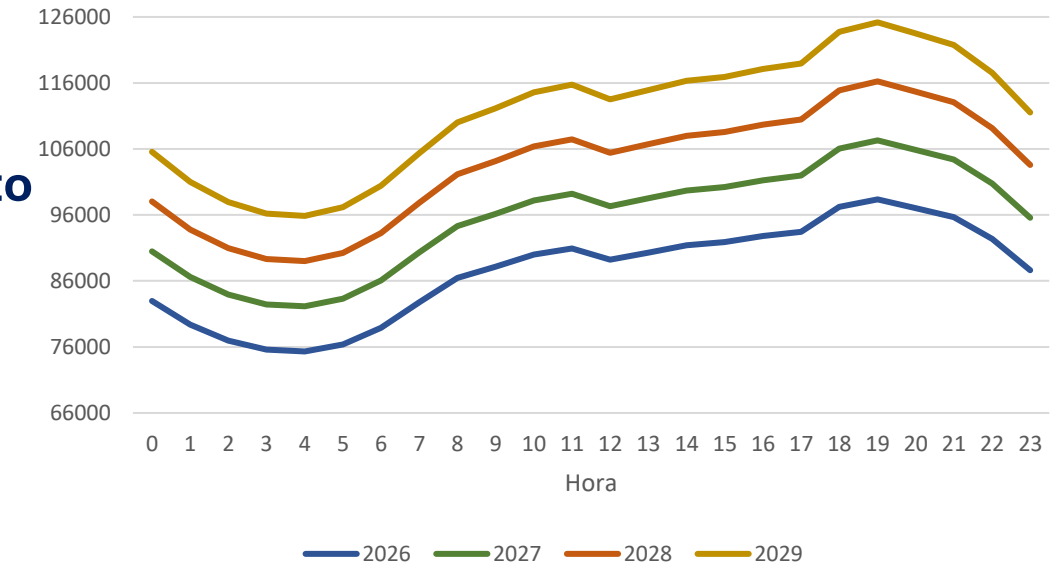
Projeção: De 2026 até 2029, são aplicados fatores de crescimento na carga e na capacidade instalada de geração, resultando em 35 mil pontos de operação futuros.

Dados Verificados



Fator de Crescimento

Dados Projetados



Análise de Balanço Estático

Corte por Confiabilidade Elétrica

Geração — Carga

↓

Intercâmbio (Exportação)

Intercâmbio (Exportação) – Limite
=
Corte* por Confiabilidade Elétrica

Corte por Razões Energéticas

Carga — UTE, GD e MMGD, EOL, UFV

↓

Resultado da UHE no SIN

Requisito Mínimo UHE SIN – Resultado da UHE no SIN
=
Corte* por Razões Energéticas

*O corte de geração por confiabilidade ou razões energéticas existe apenas para valores positivos nas equações descritas acima

Premissas e Critérios

Fatores de Crescimento

- **Carga:** PLAN 2025 - 2ª Revisão Quadrimestral

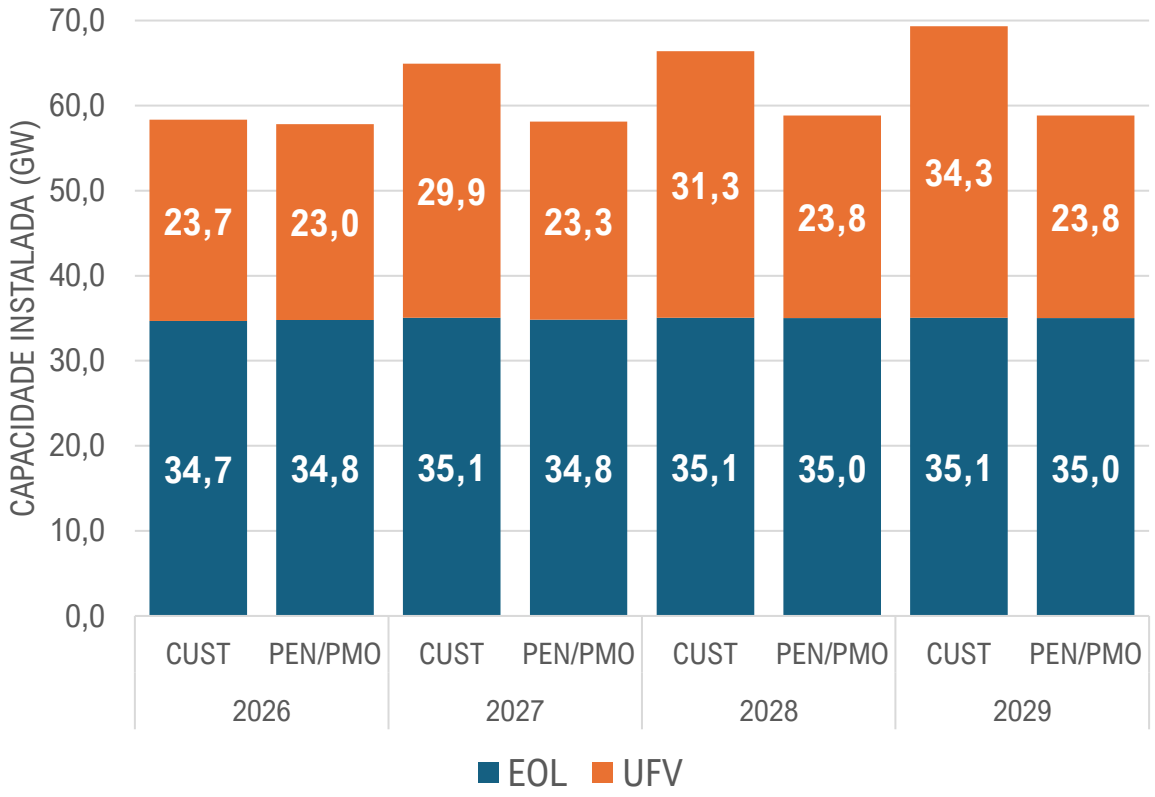
Subsistema	Ano				
	2025	2026	2027	2028	2029
Norte	4,1%	7,2%	2,8%	3,1%	3,0%
Nordeste	1,9%	5,4%	4,1%	4,5%	3,7%
Sudeste/CO	0,9%	4,7%	3,9%	3,6%	3,1%
Sul	4,1%	2,6%	3,6%	3,6%	3,6%

Premissas e Critérios

Fatores de Crescimento

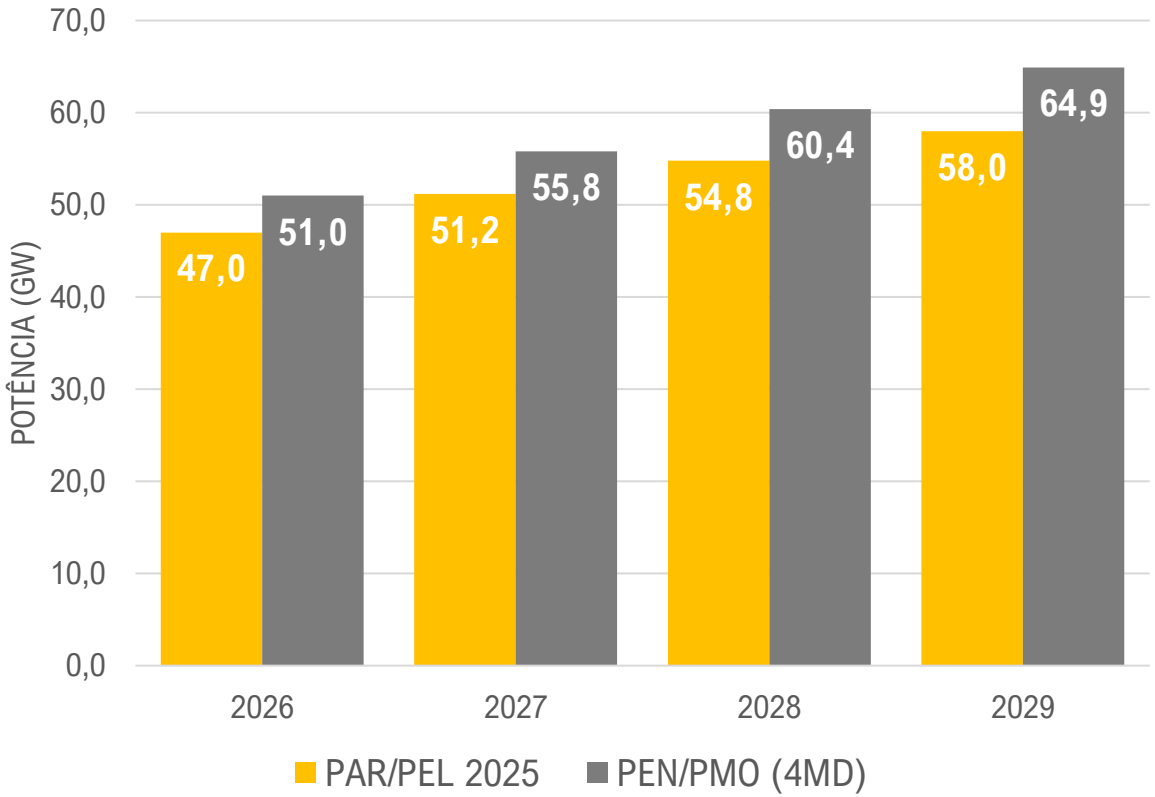
- **Eólica e Fotovoltaica**

Expansão Prevista de Eólica e Fotovoltaica



- **MMGD**

Expansão Prevista da MMGD



Premissas e Critérios

Fatores de Crescimento

- **Tipo III (GD):** Valor verificado é replicado para todo horizonte. Não foram aplicados fatores de crescimento, pois a expansão da fonte é inferior a 1 GW, sendo pouco representativa para a análise.
- **Térmicas:** Inflexibilidade, porém pode ser utilizado o valor verificado replicado para todo horizonte.
- **Hidráulica:** Difere conforme tipo de restrição a ser avaliada:

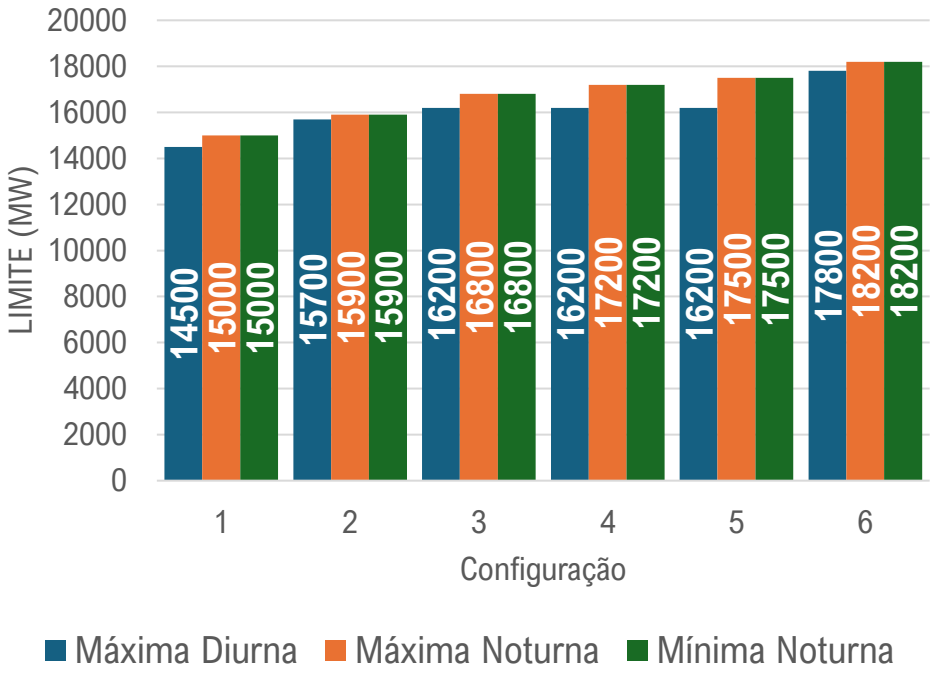
  i. **Análise de Restrição por Confiabilidade Elétrica:** o comportamento da geração hidráulica verificada é replicado para todo o horizonte, sob a premissa de repetição das condições hidrológicas e de manutenção da capacidade instalada.

  ii. **Análise de Restrição por Razões Energéticas:** a metodologia específica será apresentada a seguir, uma vez que o Requisito de Hidráulica Mínima do SIN passa a ser o parâmetro limitante para essa avaliação.

Premissas e Critérios

Limites Avaliados – Restrição por Confiabilidade Elétrica:

Limite de Exportação Nordeste



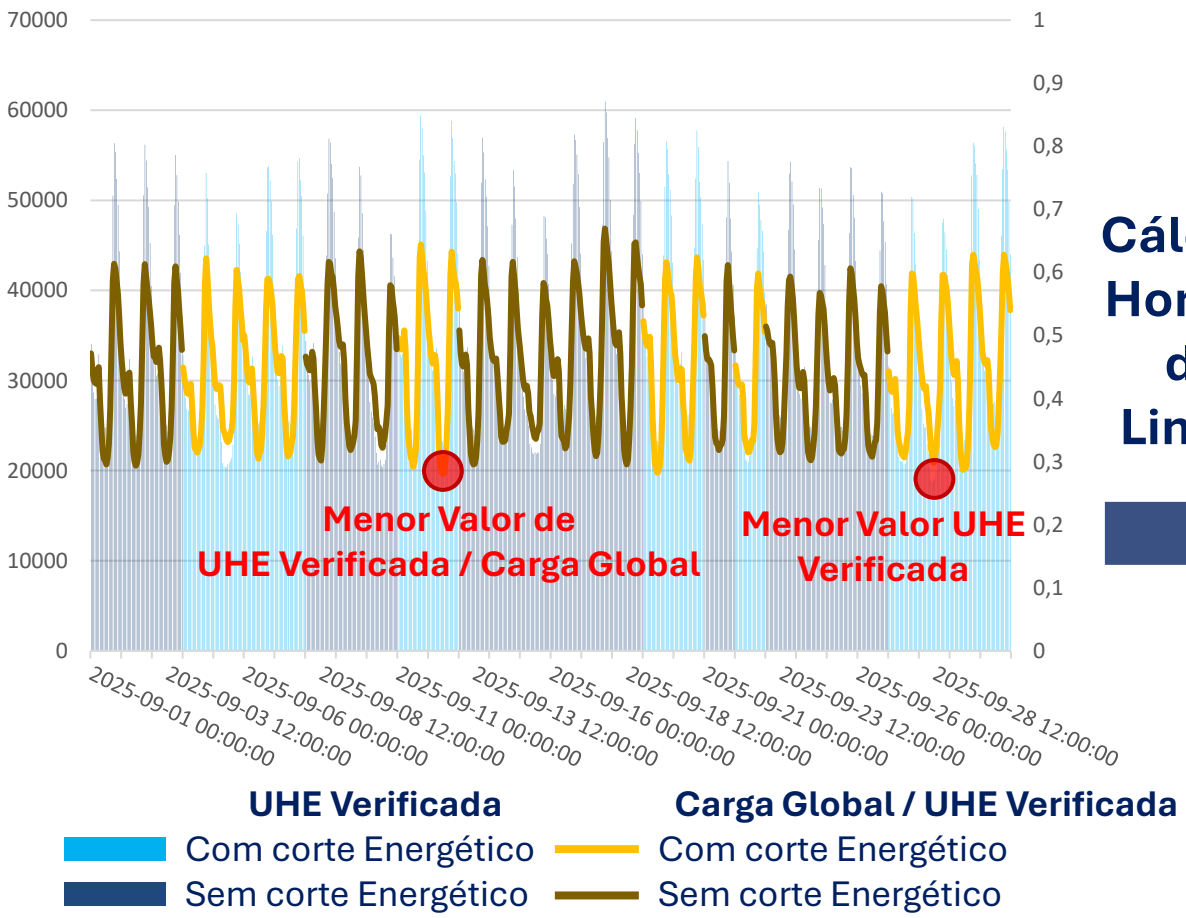
Limite de Exportação do Norte e Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste

Período	Máxima Noturna	Máxima Diurna	Mínima Noturna	Período	Máxima Noturna	Máxima Diurna	Mínima Noturna
Jan e Fev/26	18.500	16.400	18.300	**Dez/27**	19.200	18.000	19.200
Mar a Jun/26	18.500	17.200	18.300	**Jan a Jun/28**	21.000	18.000	20.200
Jul/26	16.900	16.700	16.900	**Jul/28**	18.200	17.200	18.200
Ago a Out/26	15.900	15.700	15.900	**Ago e Set/28**	17.200	16.200	17.200
Nov/26	16.900	16.700	16.900	**Out/28**	17.500	16.500	17.500
Dez/26	17.900	17.200	17.900	**Nov/28**	18.500	17.500	18.500
Jan/27	19.500	17.200	18.300	**Dez/28**	19.500	18.400	19.400
Fev a Jun/27	20.000	17.500	19.000	**Jan a Jun/29**	21.500	19.400	21.200
Jul/27	17.800	17.100	17.800	**Jul/29**	19.200	18.000	19.200
Ago e Set/27	16.800	16.100	16.800	**Ago a Out/29**	18.200	17.000	18.200
Out/27	17.800	16.200	17.200	**Nov/29**	19.200	18.000	19.200
Nov/27	18.200	17.200	18.200	**Dez/29**	20.200	19.000	20.200

Premissas e Critérios

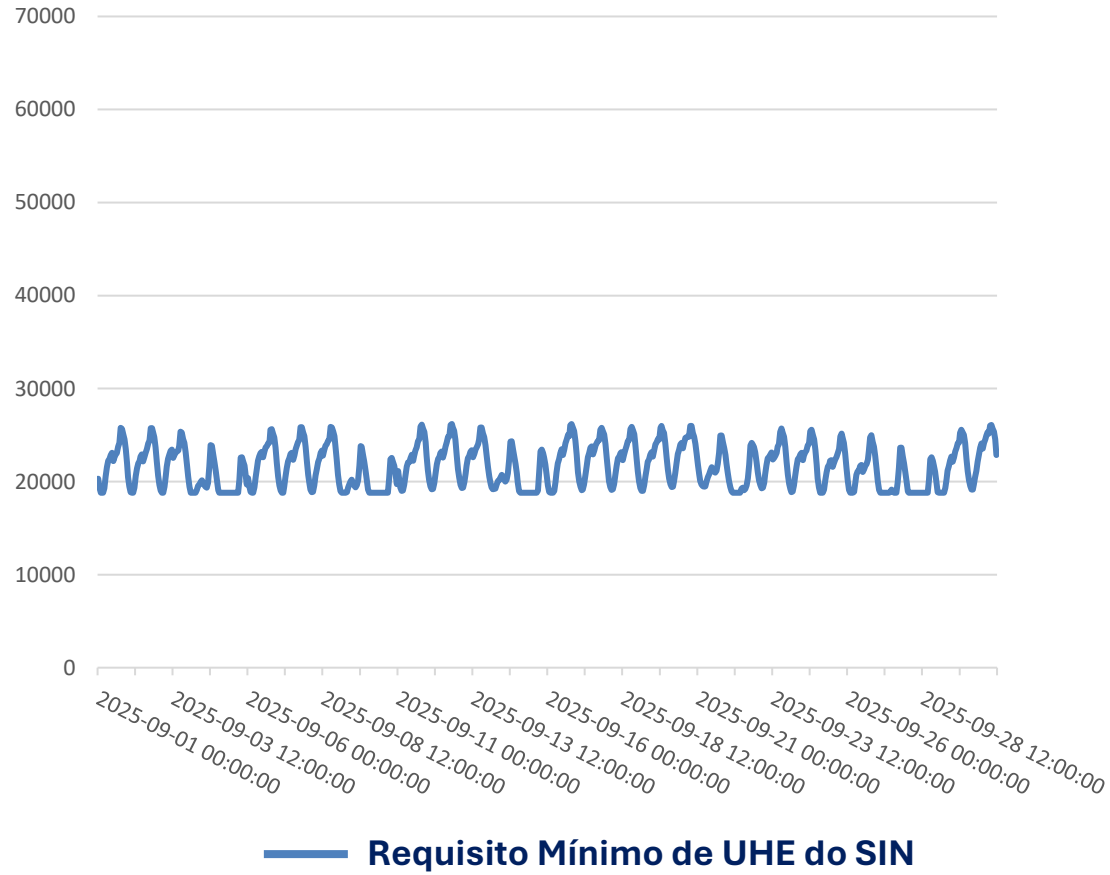
Limites Avaliados – Restrição por Razões Energéticas:

Definição da UHE e Participação Mínima

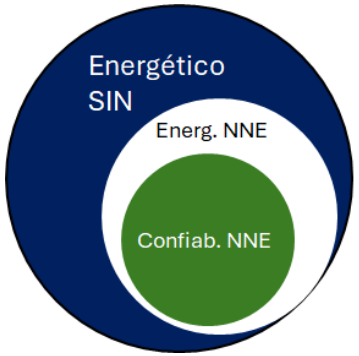


Cálculo Horário do Limite

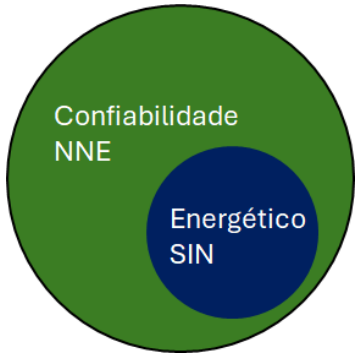
Requisito Mínimo de UHE do SIN



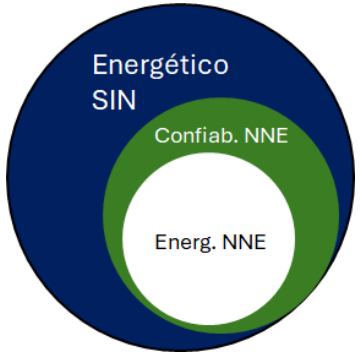
Classificação Final dos Cortes



Montante Corte por Confiabilidade no NNE (A)	*0*
Montante Corte Energético (B)	*Energético SIN*
Montante Total (A+B)	*Energético SIN*



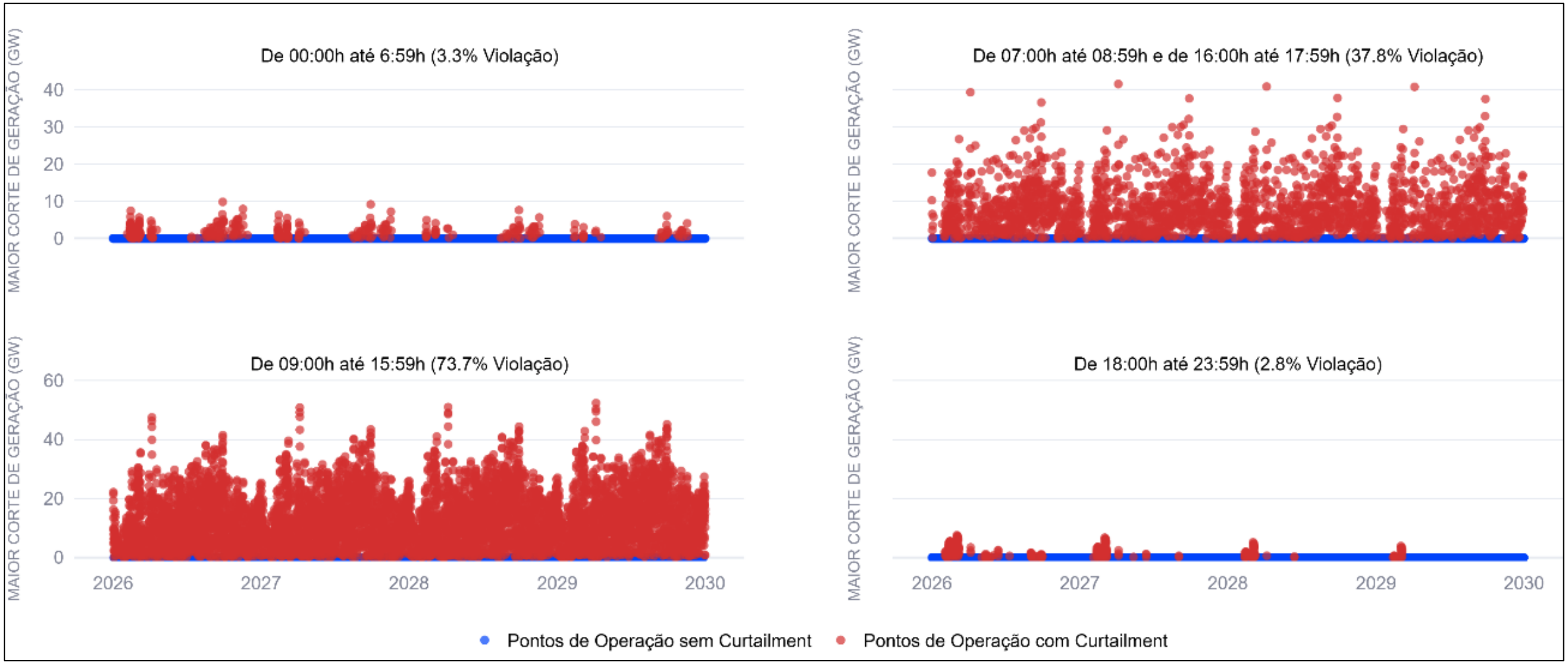
Montante Corte por Confiabilidade no NNE (A)	*Confiabilidade NNE - Energético SIN*
Montante Corte Energético (B)	*Energético SIN*
Montante Total (A+B)	*Confiabilidade NNE*



Montante Corte por Confiabilidade no NNE (A)	*Confiabilidade NNE - Energético NNE*
Montante Corte Energético (B)	*Energético SIN - Confiabilidade NNE + Energético NNE*
Montante Total (A+B)	*Energético SIN*

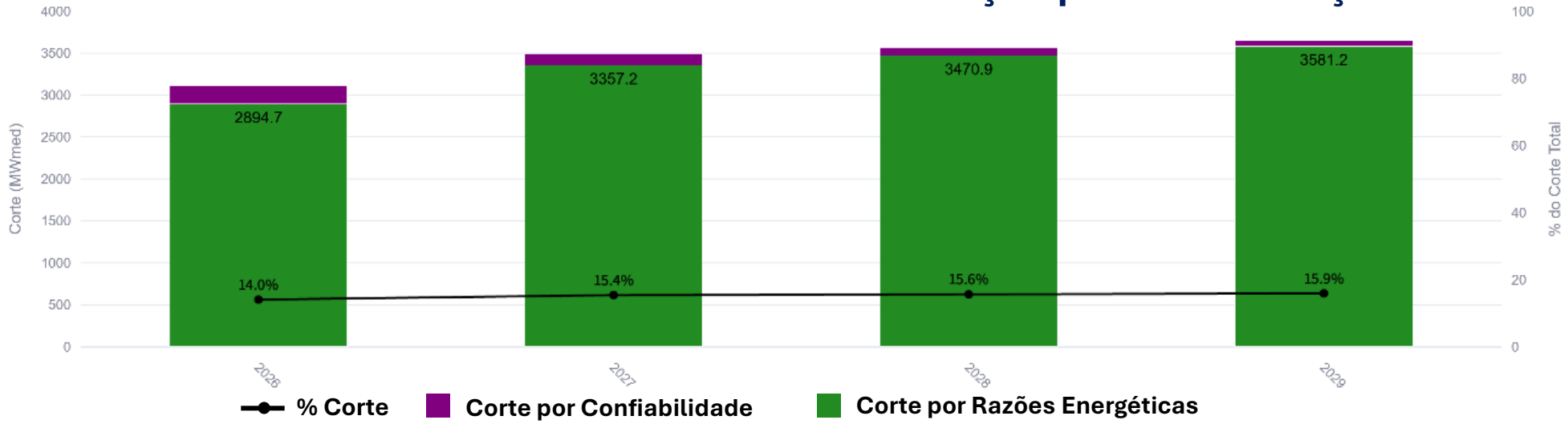
Resultados – Prospecção do *Curtailment*

Distribuição da Projeção dos Cortes de Geração ao Longo do Tempo nas Bases PEN/PMO

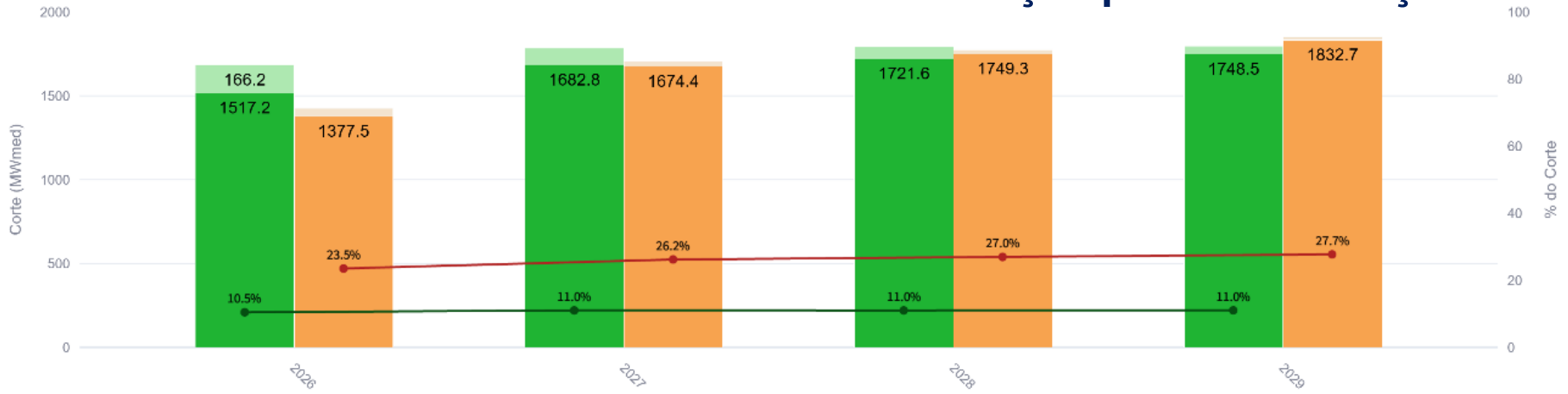


Resultados – Prospecção do *Curtailment*

Corte Médio e Percentual do Corte de Geração por Classificação



Corte Médio e Percentual do Corte de Geração por Classificação



Resultados – Prospecção do *Curtailment*

Comparação da evolução do *Curtailment* para as combinações de bases

Base de Cap. Instalada de EOL e UFV	Base de Cap. Instalada de MMGD	Corte	Período			
			Das 00:00h às 06:59h	Das 07:00h às 08:59h e das 16:00h às 17:59h	Das 09:00h às 15:59h	das 18:00h às 23:59h
PEN/PMO	4MD	Maior (GW)	10	42	**52**	8
		Percentual	2,9%	37,6%	**74,9%**	2,4%
	PARPEL	Maior (GW)	9	40	**49**	8
		Percentual	2,7%	35,3%	**68,8%**	2,4%
CUST	4MD	Maior (GW)	10	51	**64**	8
		Percentual	3,0%	40,4%	**81,8%**	2,3%
	PARPEL	Maior (GW)	10	49	**60**	8
		Percentual	2,7%	38,8%	**77,7%**	2,3%



Crescimentos das Cargas Eletrointensivas

Novos mercados com **intenso consumo** de energia elétrica estão se desenvolvendo em uma escala global.

Excedente de Geração

No Brasil, a expansão da geração renovável variável e da **micro e minigeração distribuída** (MMGD) tem levado a uma tendência de **excedente energético** em determinados períodos do dia.

Impactos no *curtailment*

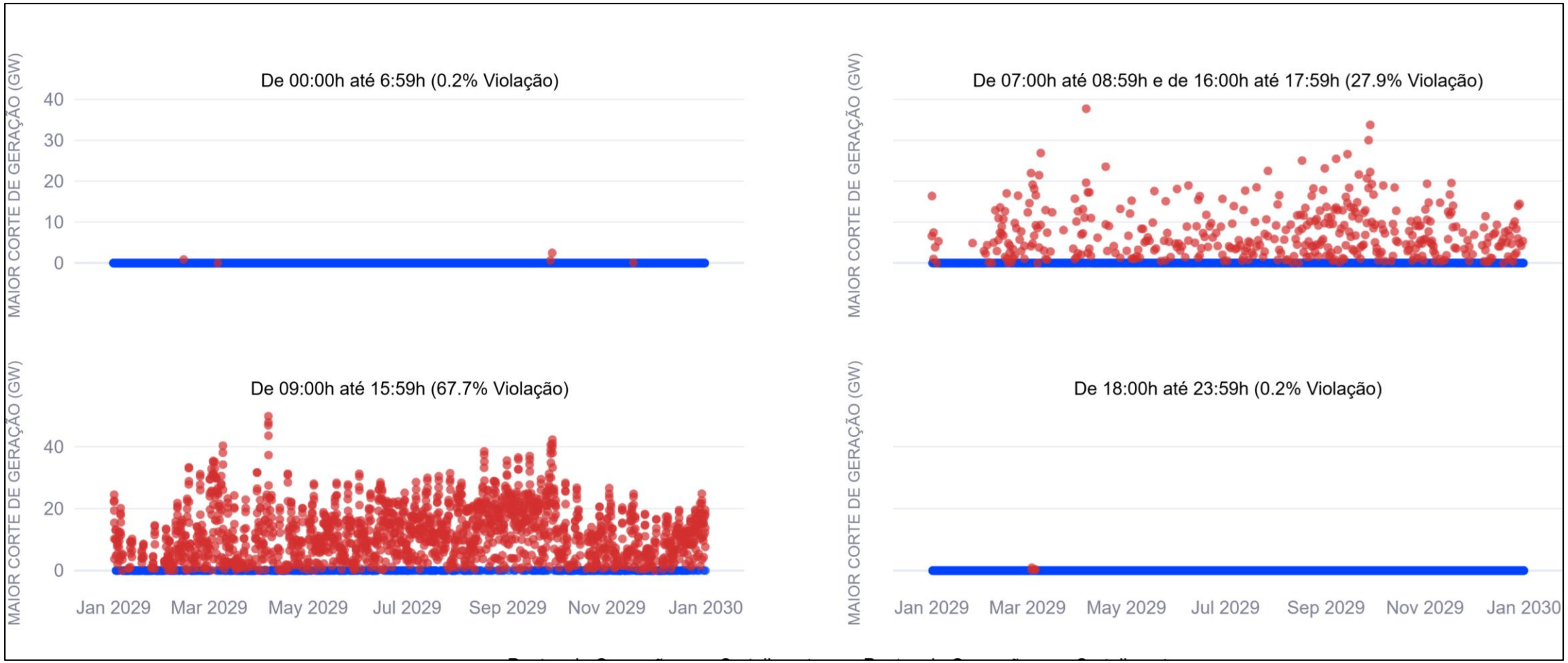
As indústrias de **hidrogênio verde** e **data centers** emergem como **soluções promissoras** para absorver parte desse excedente de geração renovável.

Desafios ao Setor

A integração de elevados montantes de demanda, potencialmente inflexíveis, **sem um sistema de transmissão e geração planejado para suportá-los**, configura-se como um desafio adicional para o SEB.

Impacto da Conexão de 4 GW de Novos Grandes Consumidores em 2029

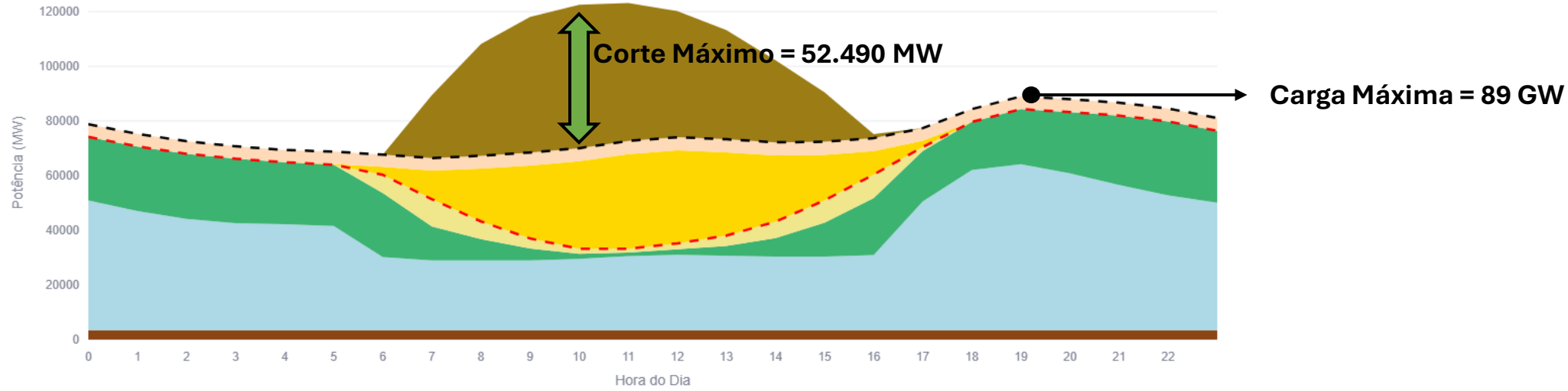
Distribuição da Projeção dos Cortes de Geração em 2029 no Cenário 2 nas Bases PEN/PMO



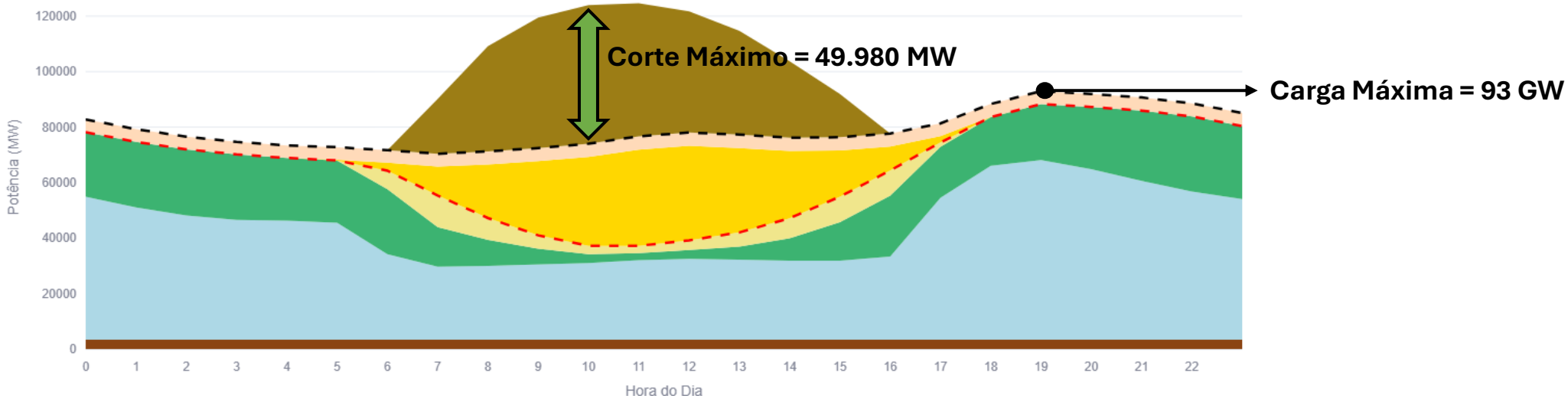
Cenário 2: 3.000 MW de novos consumidores no Nordeste e 1.000 MW de novos consumidores no Sudeste (além do crescimento de carga já aplicado)

Impacto da Conexão de 4 GW de Novos Grandes Consumidores em 2029

Cenário de Referência

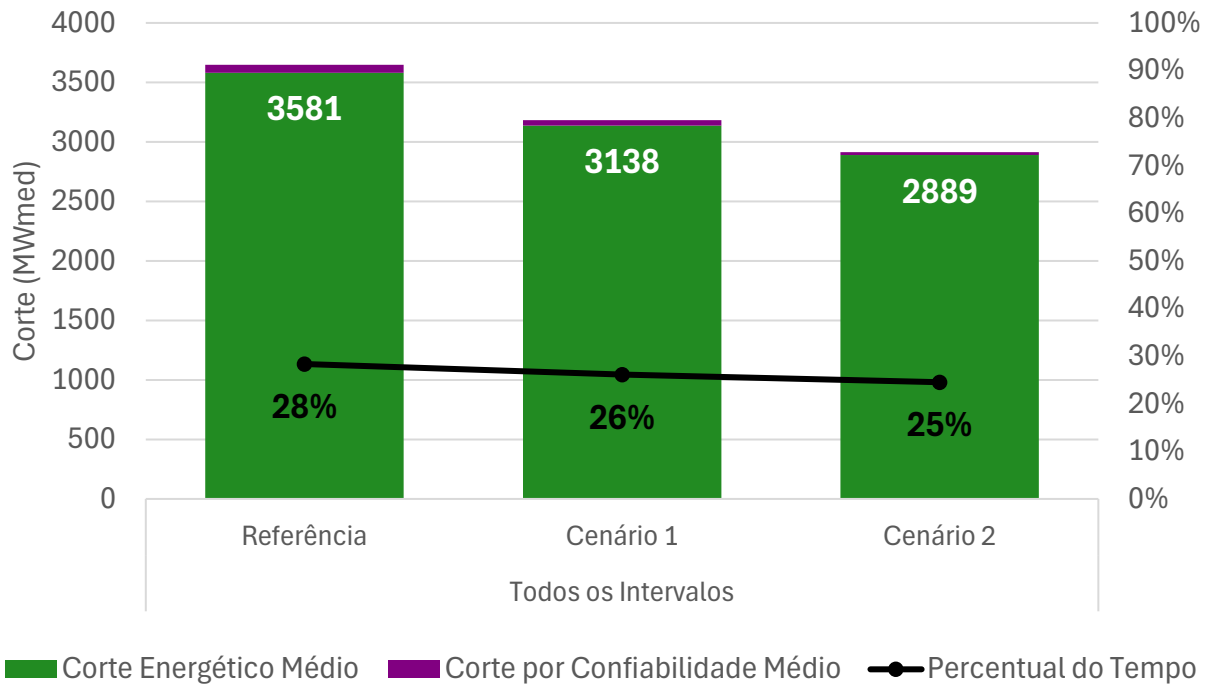


Cenário 2: Integração de 4 GW de Grandes Consumidores

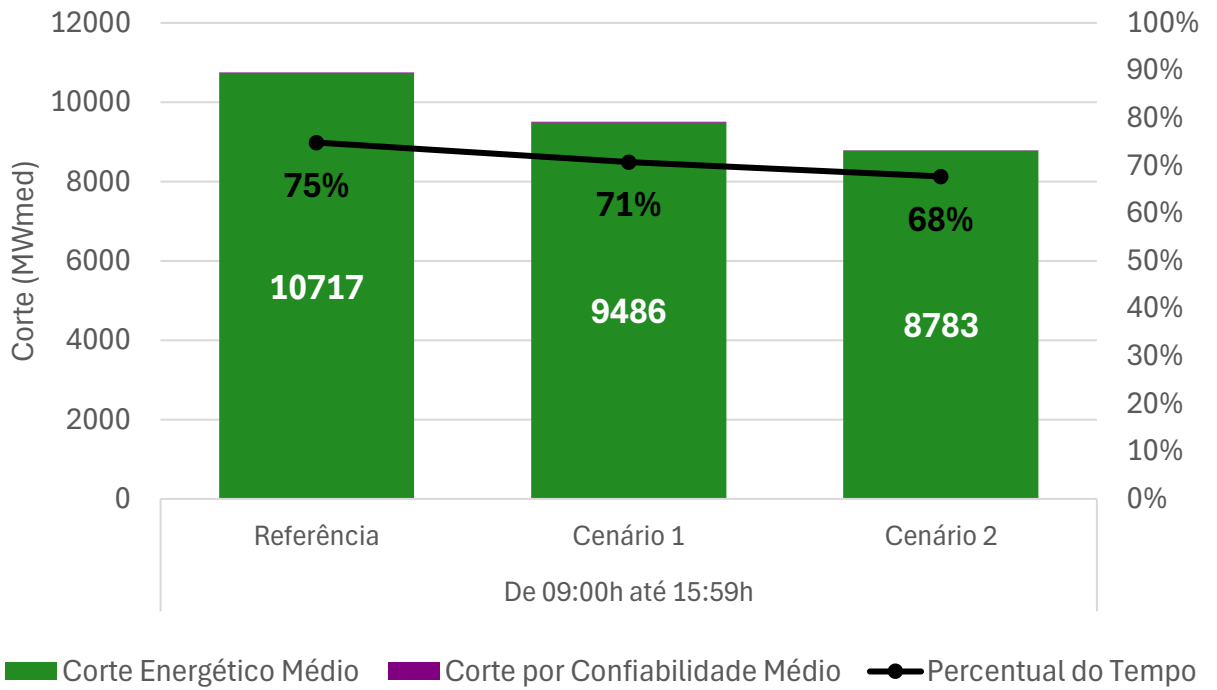


Impacto da Conexão de 4 GW de Novos Grandes Consumidores em 2029

Comparação do Corte Médio e Percentual do Tempo com Corte de Geração por Cenários



Comparação do Corte Médio e Percentual do Tempo com Corte de Geração por Cenários de 09:00h até 15:59h



Cenário 1: 1.500 MW de novos consumidores no Nordeste e 1.000 MW no Sudeste

Cenário 2: 3.000 MW de novos consumidores no Nordeste e 1.000 MW no Sudeste

Eficiência teórica de cerca de 17% na redução dos cortes de geração

Conclusões

- O período **diurno** apresentará a maior parcela de cortes de geração, principalmente devido ao **elevado montante de geração fotovoltaica** e de **MMGD** no SIN.
- Os cortes por **razões energéticas** serão **mais representativos** que os cortes por **razões de confiabilidade**.
- A **redução** significativa do *curtailment* não dependerá apenas da **integração de grandes consumidores** ou de **recursos de flexibilidade**, como armazenamento ou resposta da demanda, mas sim de um conjunto integrado de medidas convergentes e estruturantes.
- Necessidade de **racionalizar políticas públicas, incentivos e subsídios**, de modo que a expansão futura da oferta, sobretudo **solar (centralizada e distribuída)** não continue avançando em ritmo superior ao **crescimento da carga diurna** do SIN.



07

Impactos da Geração Distribuída na Segurança Elétrica do SIN

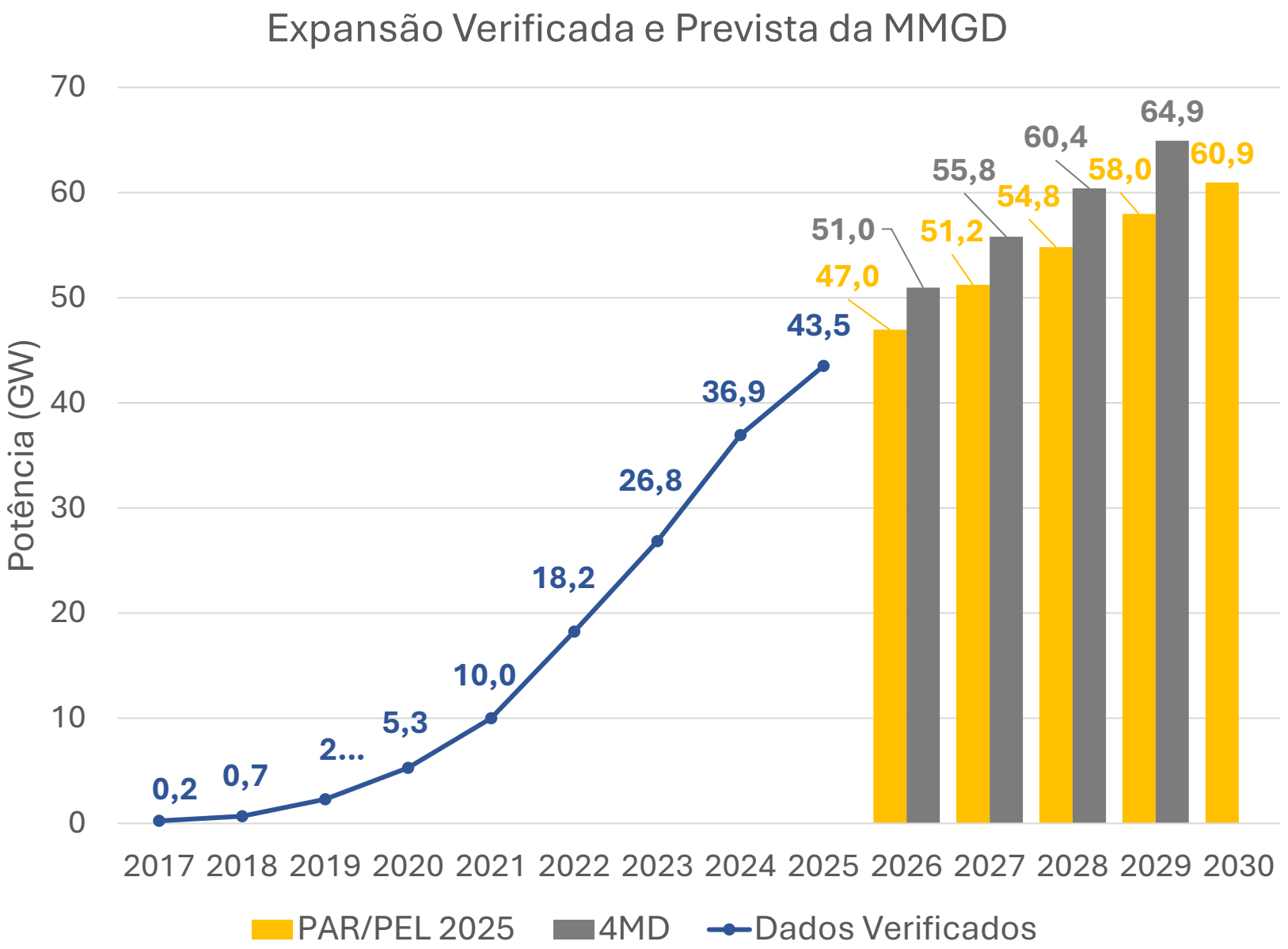
ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAR/PEL 2025

Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN

CICLO 2026 - 2030

Geração Distribuída no SIN



Cenário Atual

+ ≈ 20 GW de geração Tipo III

≈ 63,5 GW de geração na distribuição

≈ 25% da capacidade instalada do SIN

Modificação da Operação do SIN

Passado



Geração Centralizada



Sistema de Transmissão



Sistema de Distribuição



Consumo de Energia Elétrica

Fluxo Unidirecional

Presente e Futuro



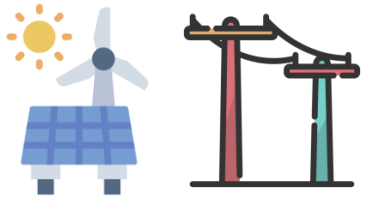
Concorrência entre a MMGD e a geração centralizada no atendimento à demanda diurna





Fluxo Bidirecional





Impactos da GD na Operação Elétrica

Deslocamento da geração de usinas centralizadas de grande porte para recursos de pequeno porte

- Gestão das restrições e gargalos na transmissão da Rede Básica e Fronteira com a Distribuição
- Recursos de pequeno porte com características de geração variável, conectados à rede de distribuição via inversores eletrônicos e não controláveis pelo ONS
- Necessidade de mais recursos para controle automático de tensão
- Fluxo bidirecional de potência entre os sistemas de transmissão e distribuição
- Necessidade de maior flexibilidade operacional, atualmente fornecida pela geração hidráulica
- Necessidade de redefinição do papel das distribuidoras e aumento da interação com o ONS

Histórico de Ações do ONS para Lidar com os Impactos da GD

2021

- Atualização das funções de proteção das Usinas Tipo III, de modo a evitar ajustes descoordenados com o ERAC
- Avaliação da desconexão em cascata de GDs

2022

- Portaria INMETRO nº 140/2022

2023

- O valor estimado de MMGD passou a compor a carga global do SIN

2024

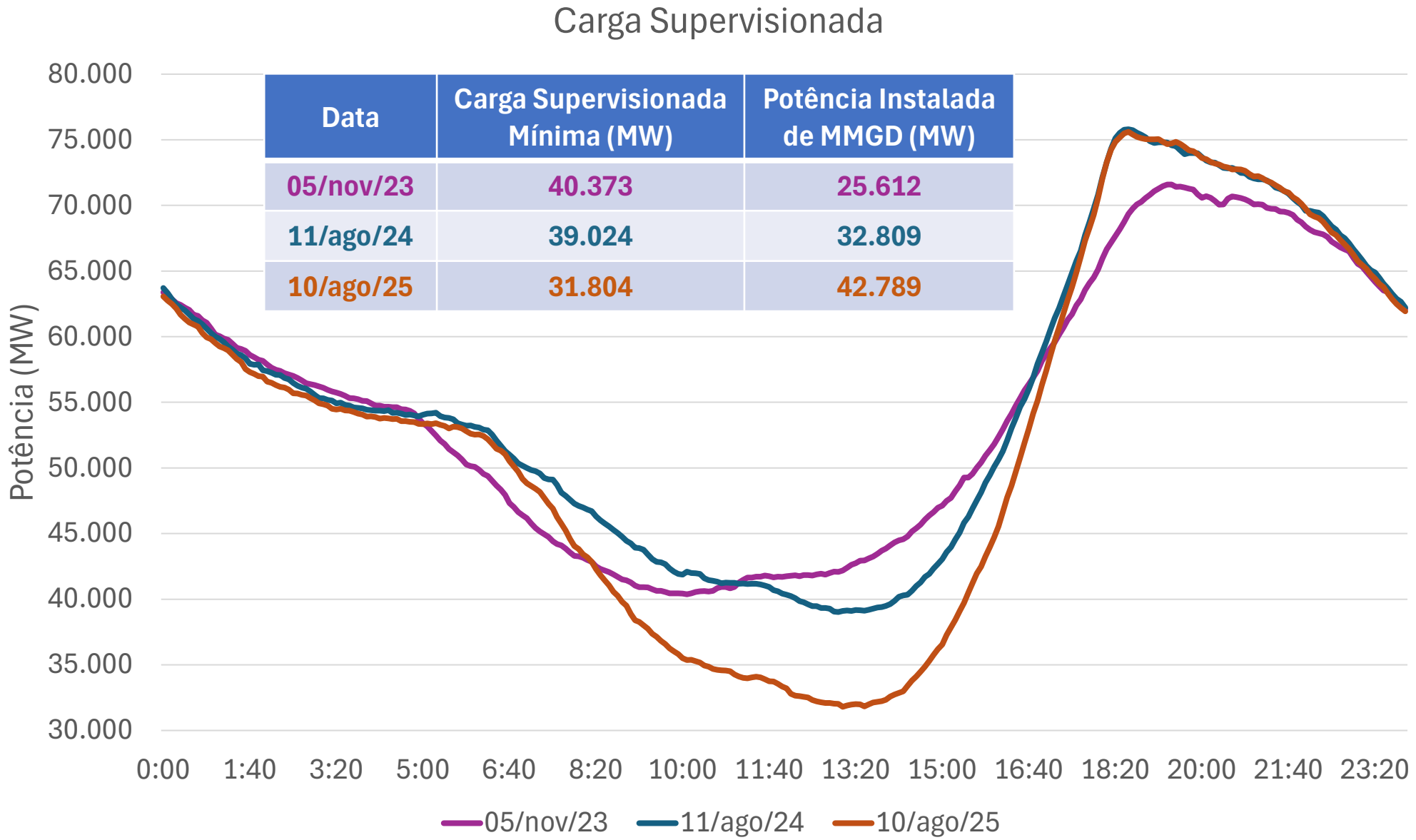
- Projeto de parametrização, validação e calibração de modelos de carga e de MMGD
- Projeto Integração ONS/DSO

2025

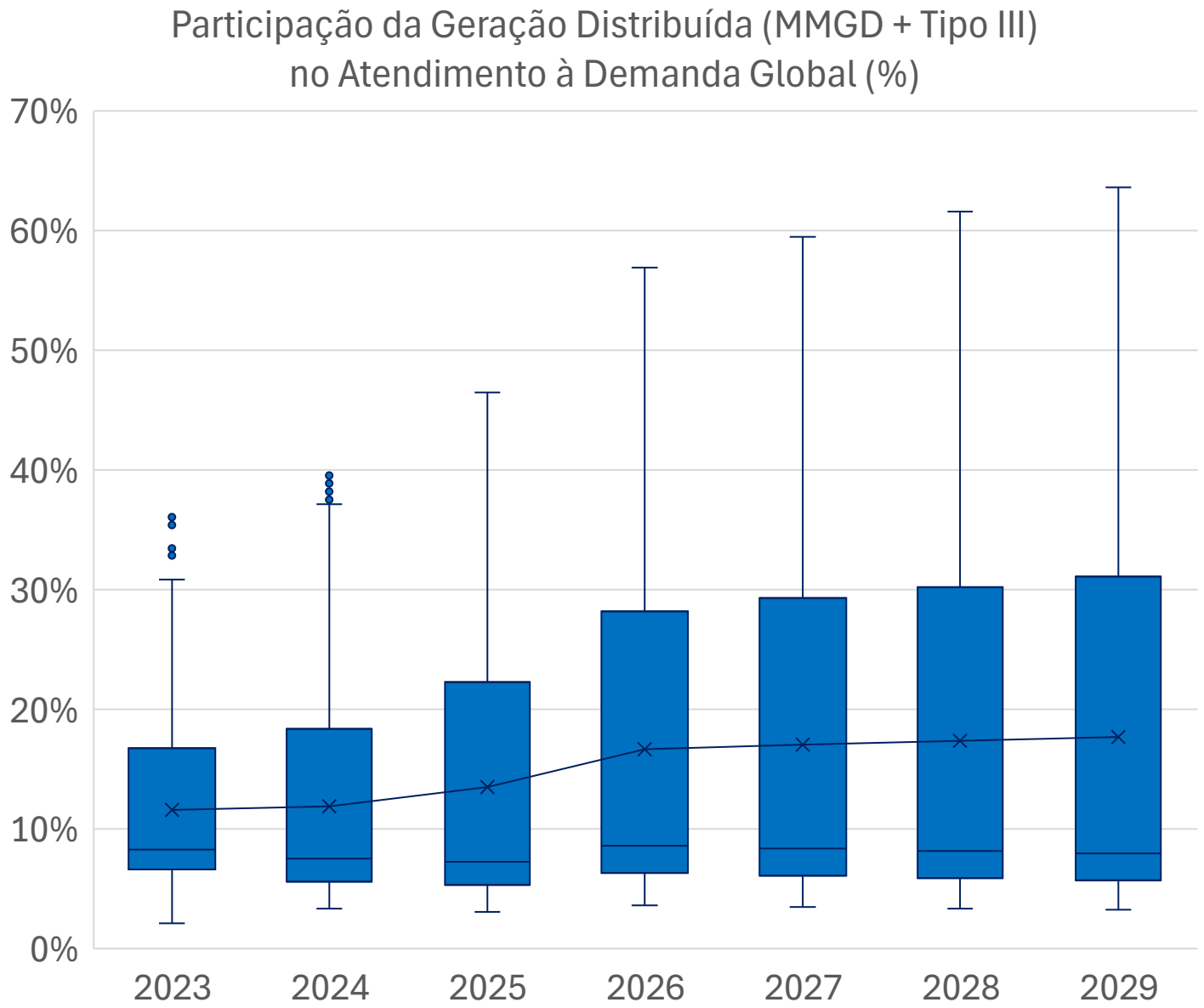
- Revisão de classificação de modalidades de operação de usinas
- Plano de gestão de excedentes de energia nas redes de distribuição
- Atualização do Módulo 3 do PRODIST

Curvas de Carga Supervisionada Mínima

Data	Carga Supervisionada Mínima (MW)	Potência Instalada de MMGD (MW)
05/nov/23	40.373	25.612
11/ago/24	39.024	32.809
10/ago/25	31.804	42.789



Participação da GD no Atendimento à Demanda



A GD tem contribuído de forma crescente para o atendimento à demanda global

Valores máximos:
2023: 36%
2024: 40%
2025: 46%

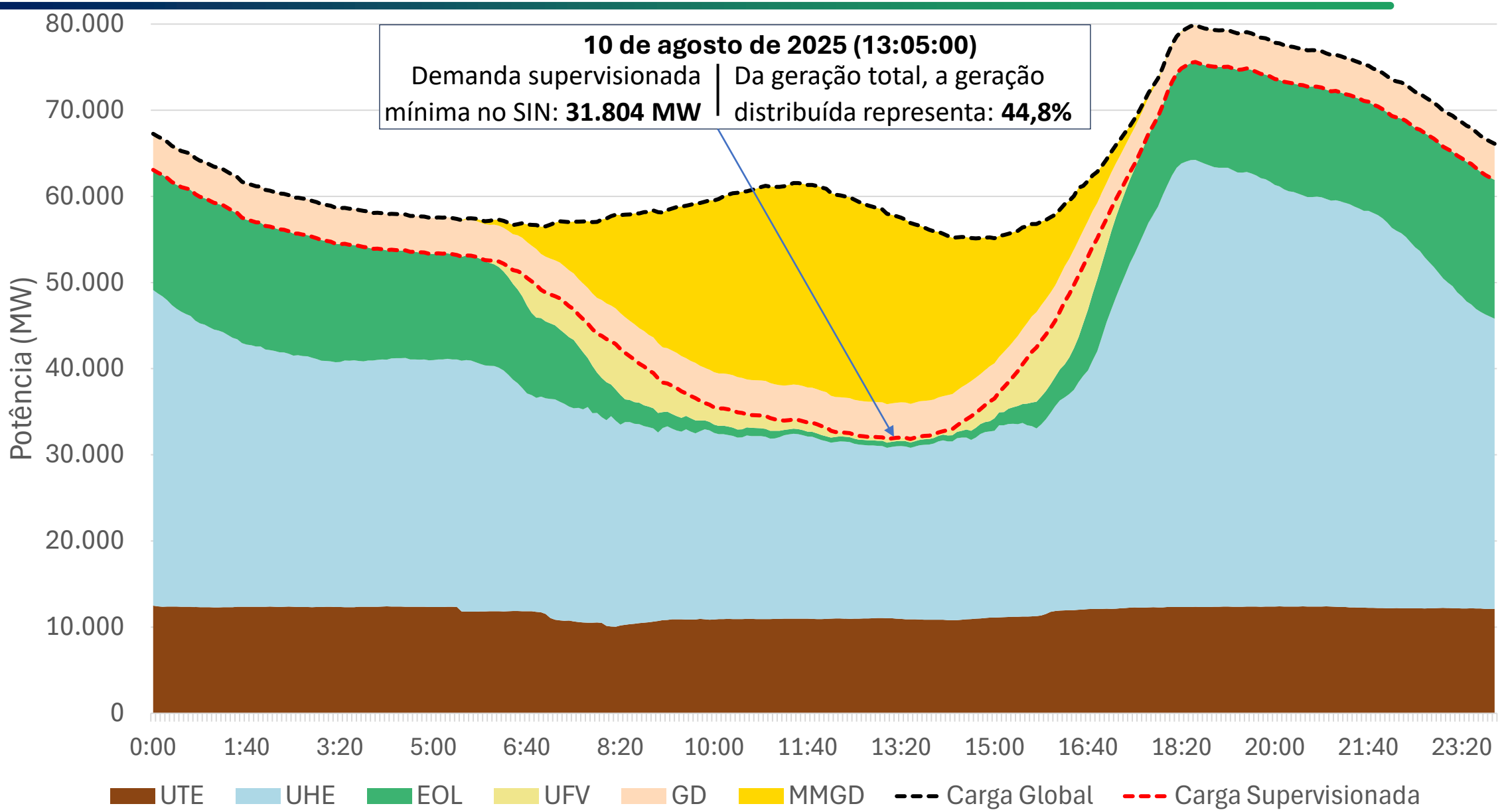
Forte contribuição da MMGD no atendimento à demanda global

Valores máximos:
2023: 25%
2024: 34%
2025: 40%

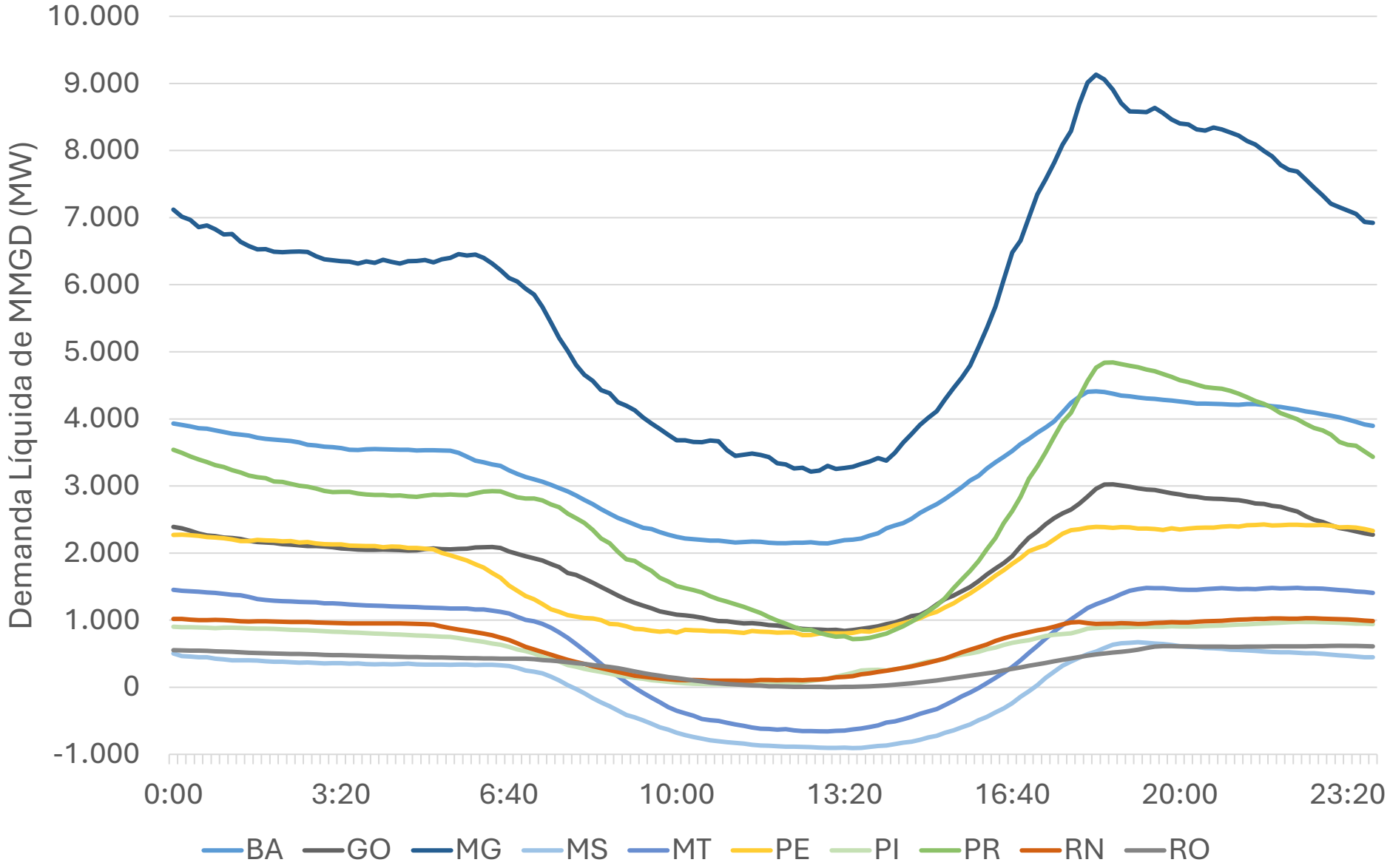
Projeções para o período 2026-2029 indicam um aumento do percentual de carga atendida pela GD

Valores máximos:
2026: 57%
2027: 59%
2028: 61%
2029: 64%

Carga Supervisionada Mínima em 2025



Carga Líquida de MMGD por Estado: 10/08/2025

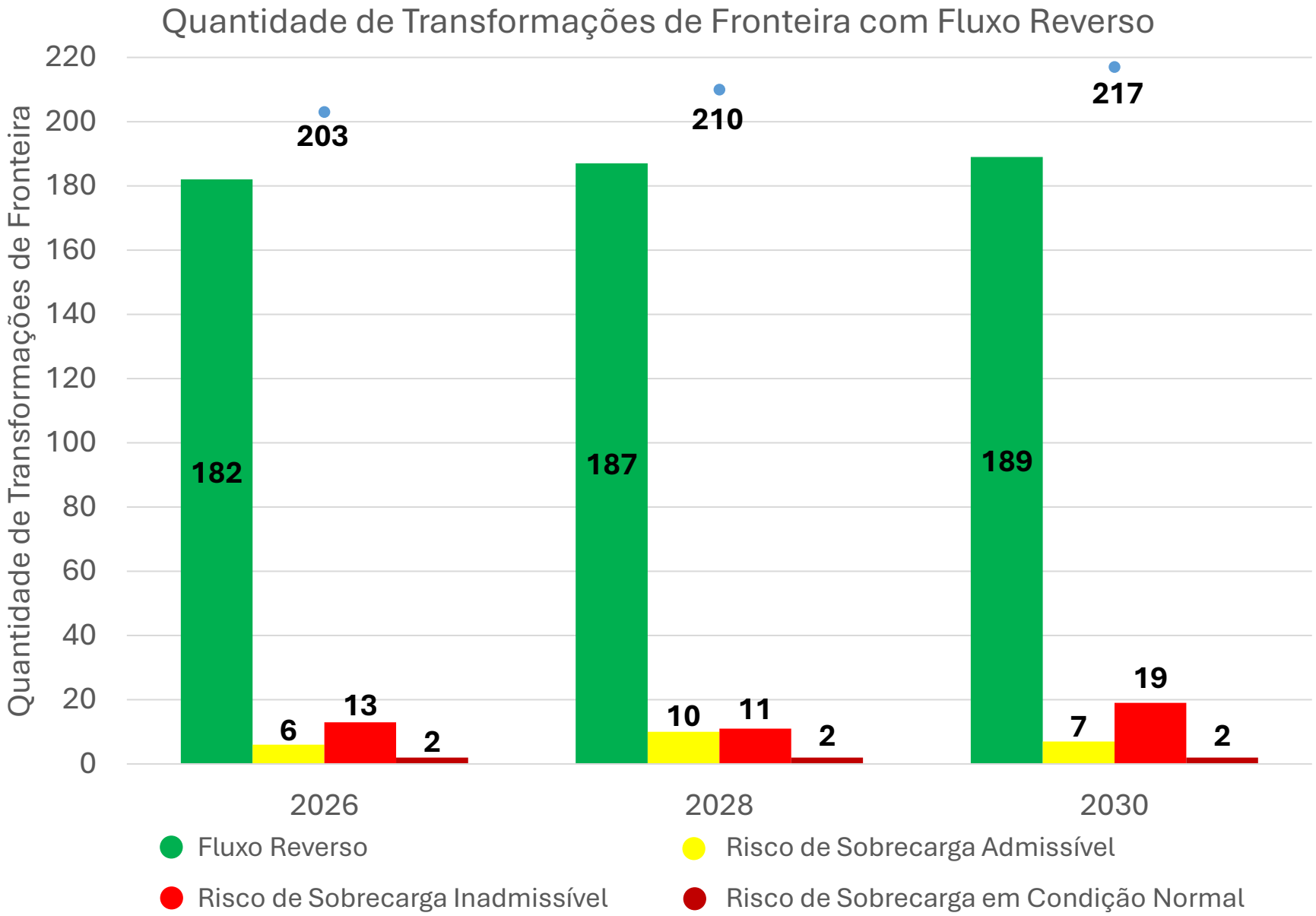


Carga líquida de MMGD negativa nos estados do MT e MS

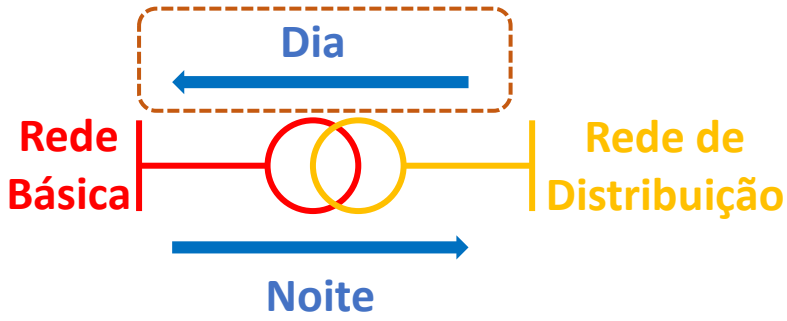
Valores mínimos de carga negativa: MT (657 MW) e MS (906 MW)

Amplitude diária da carga líquida de MMGD em MG: 5.900 MW

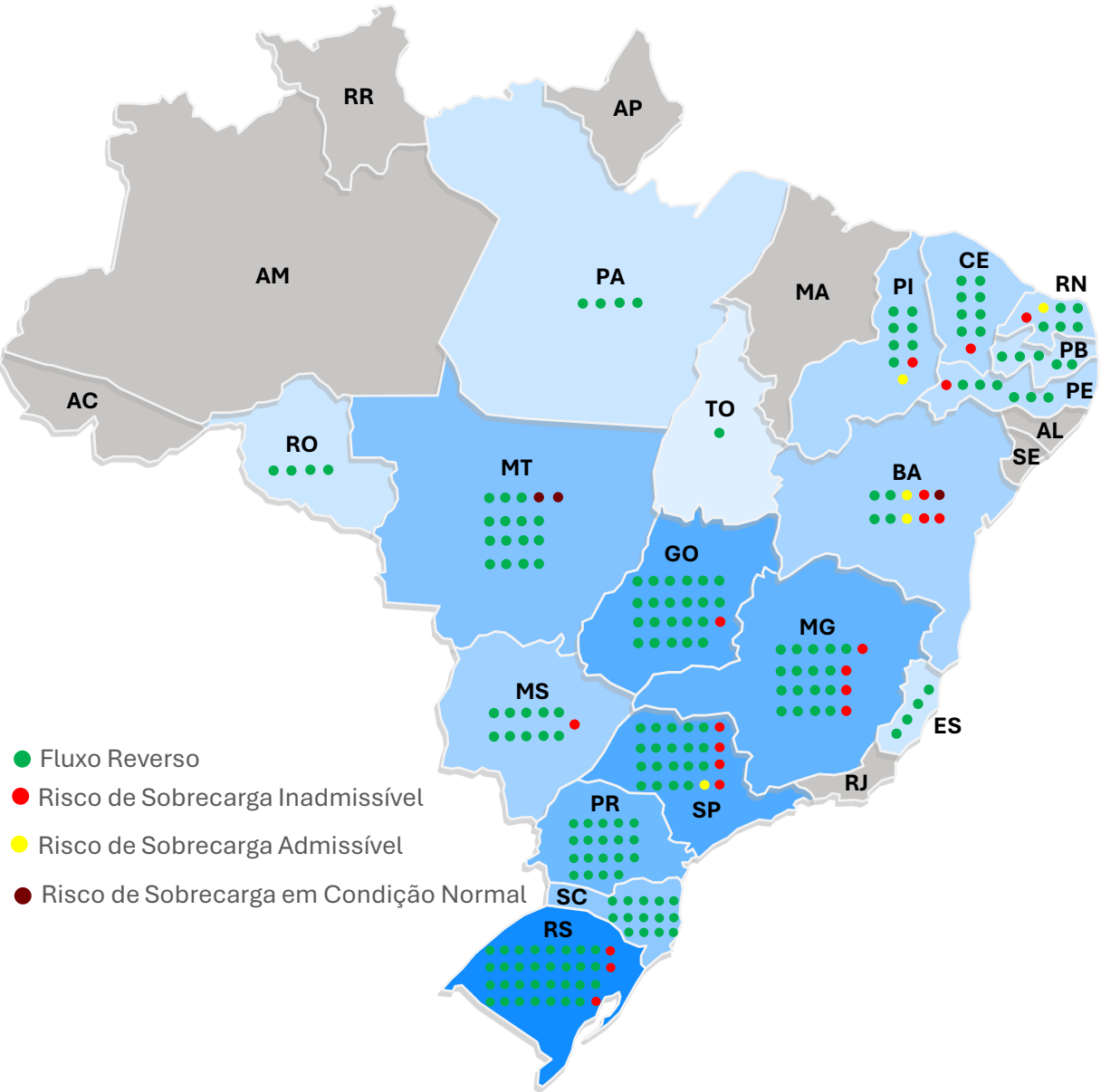
Fluxo Reverso na Transformação de Fronteira

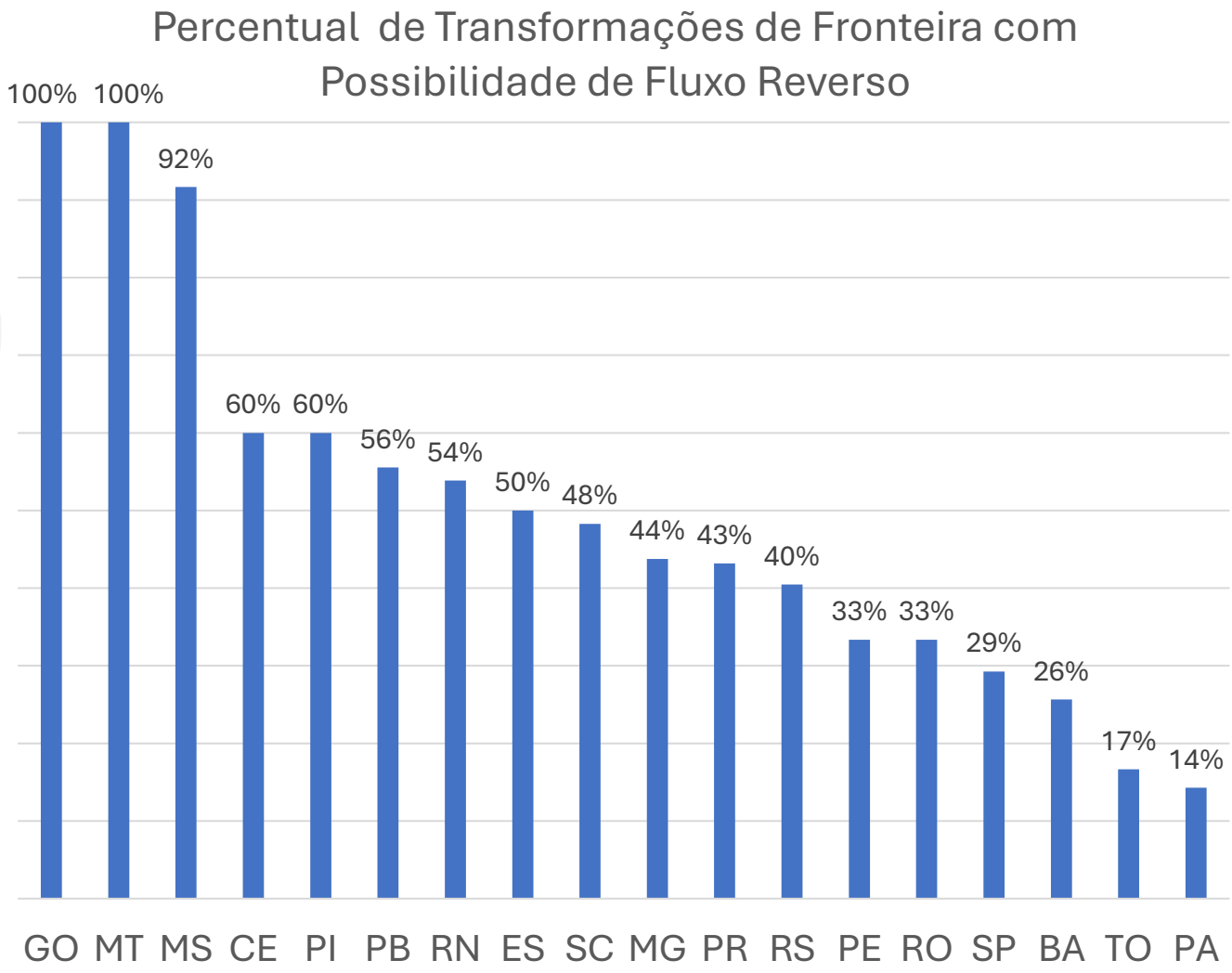


Fluxo bidirecional de potência ativa nos transformadores de fronteira da Rede Básica

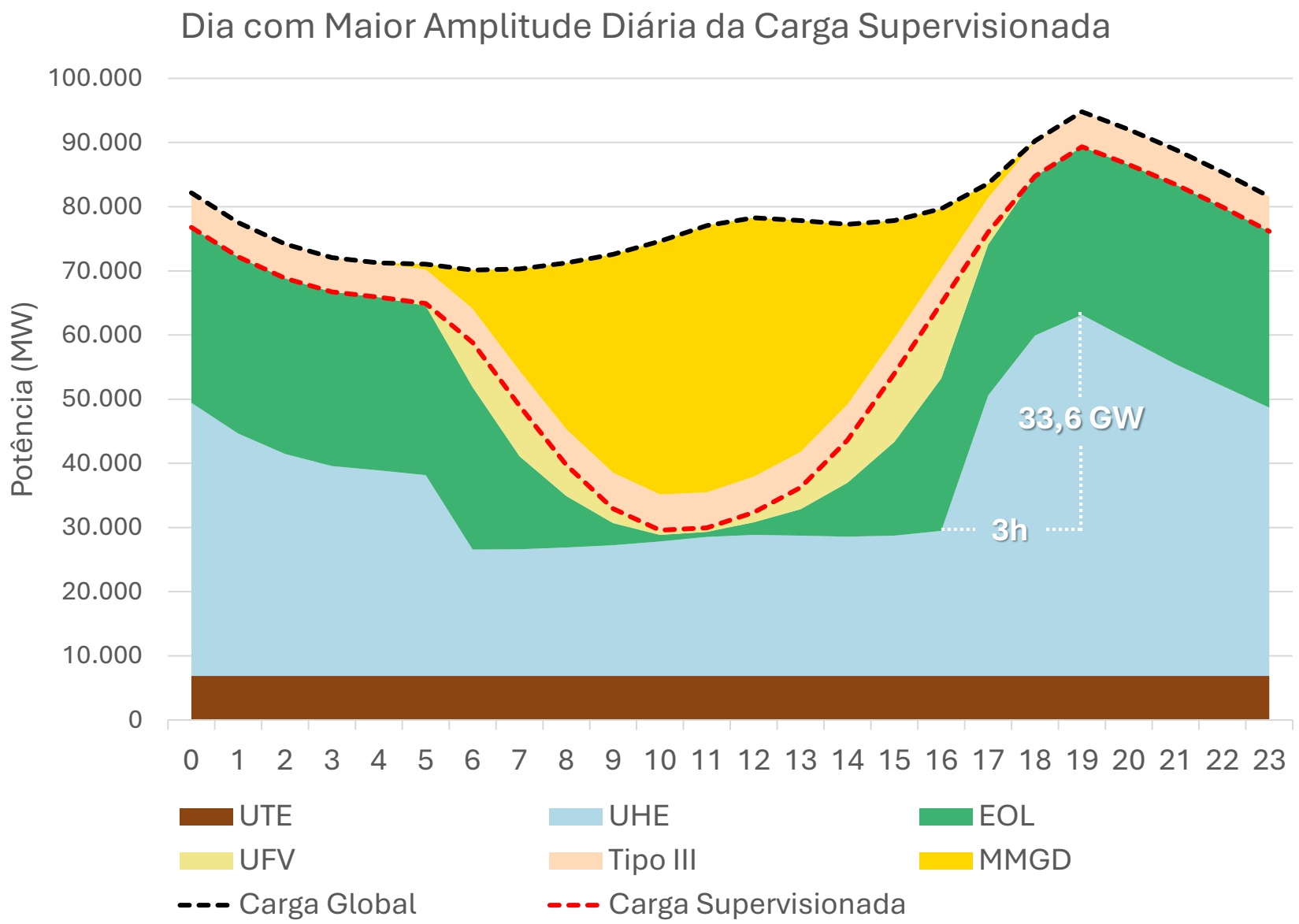


Fluxo Reverso na Transformação de Fronteira





Análise Prospectiva 2029– Amplitude Diária da Carga Supervisionada



Carga Supervisionada

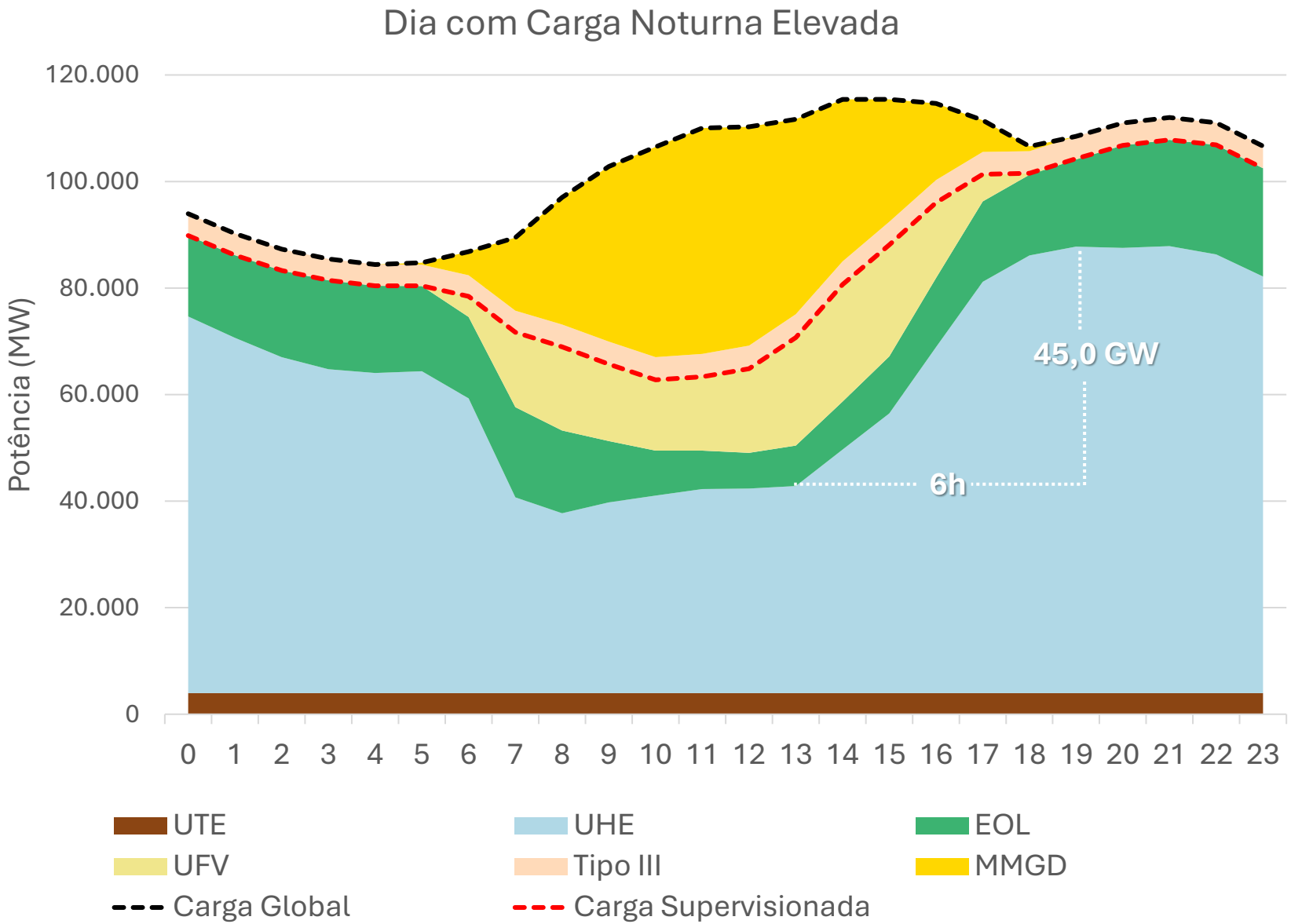
Mínima: 29,6 GW
Horário: 10h00

Máxima: 89,3 GW
Horário: 19h00

Amplitude diária da carga supervisionada: **59,8 GW**

Necessidade de novos recursos flexíveis para atendimento a ponta de carga na transição do período diurno para noturno

Análise Prospectiva 2029– Carga Máxima Noturna



Carga Supervisionada

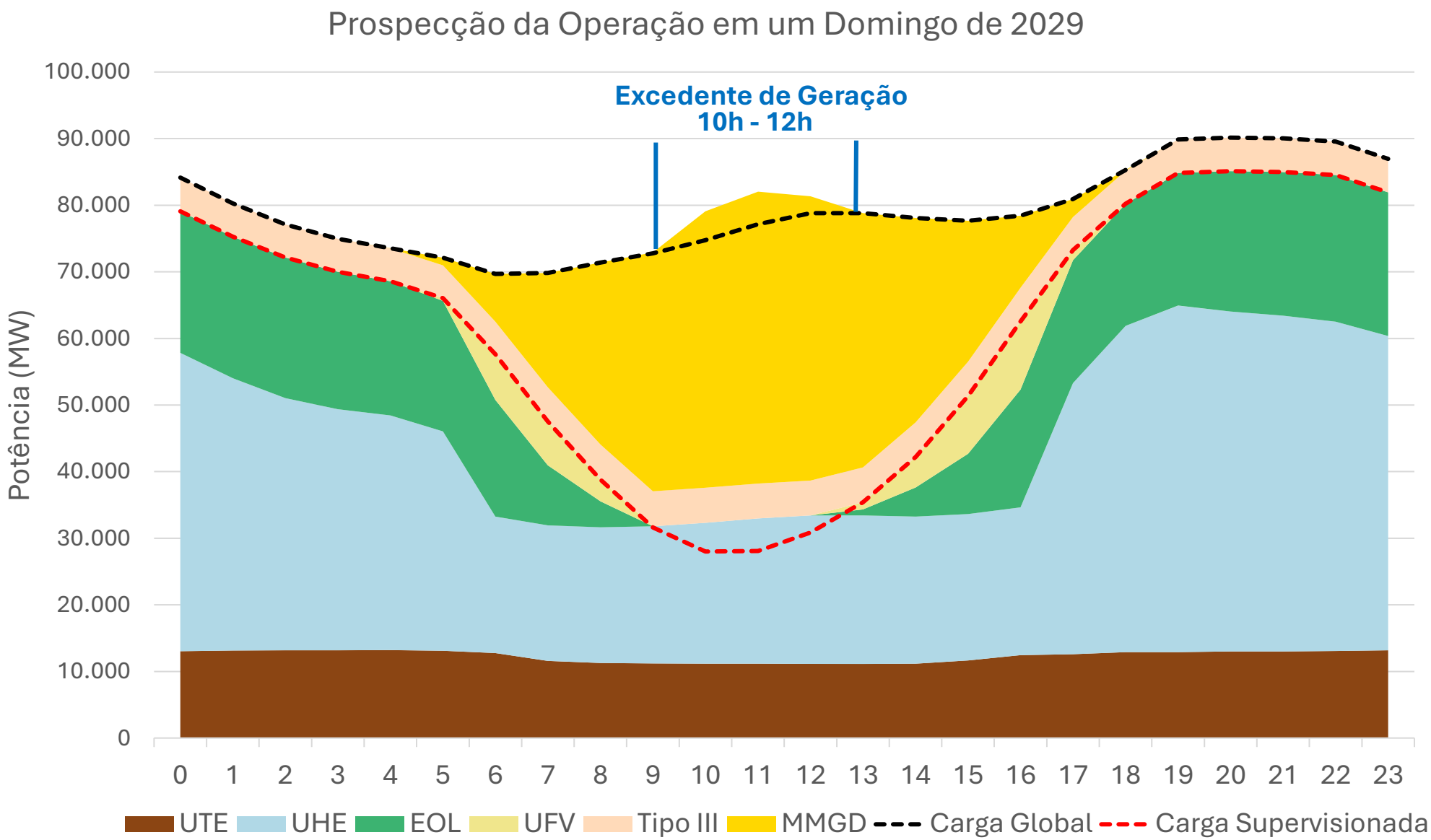
Mínima: 62,8 GW
Horário: 10h00

Máxima: 107,8 GW
Horário: 21h00

Amplitude diária da carga supervisionada: **45,1 GW**

A GD contribui para o atendimento da demanda elevada no período diurno

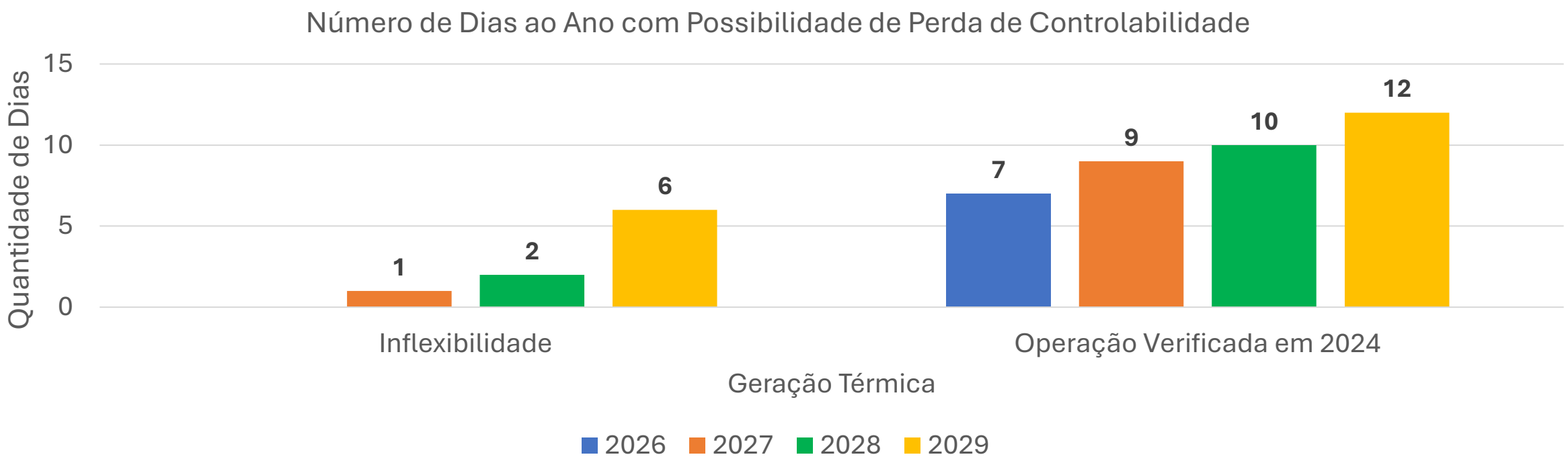
Análise Prospectiva 2029 – Controlabilidade



Excedente máximo de geração:
4.909 MW



Análise de Controlabilidade



A perda de controlabilidade é caracterizada quando verificada a escassez de redução dos recursos de geração controláveis pelo ONS. Ou seja, a geração eólica e fotovoltaica centralizada está nula e a geração das usinas térmicas e hidráulicas centralizadas em seus valores técnicos mínimos.

Nesse caso, **para evitar a perda de controlabilidade**, se não houver nenhuma ação de gestão dos excedentes de geração na distribuição, seria necessário **reduzir,** abaixo dos níveis de segurança adequados e violando possíveis restrições de operação e ambientais, a geração de usinas hidrelétricas. Além disso, como medida emergencial, pode ser reduzida ainda a geração térmica centralizada **abaixo da inflexibilidade** e/ou deixarem de ser respeitadas as restrições de *unit commitment* associadas.

Controle de Tensão da Rede Básica

Objetivo



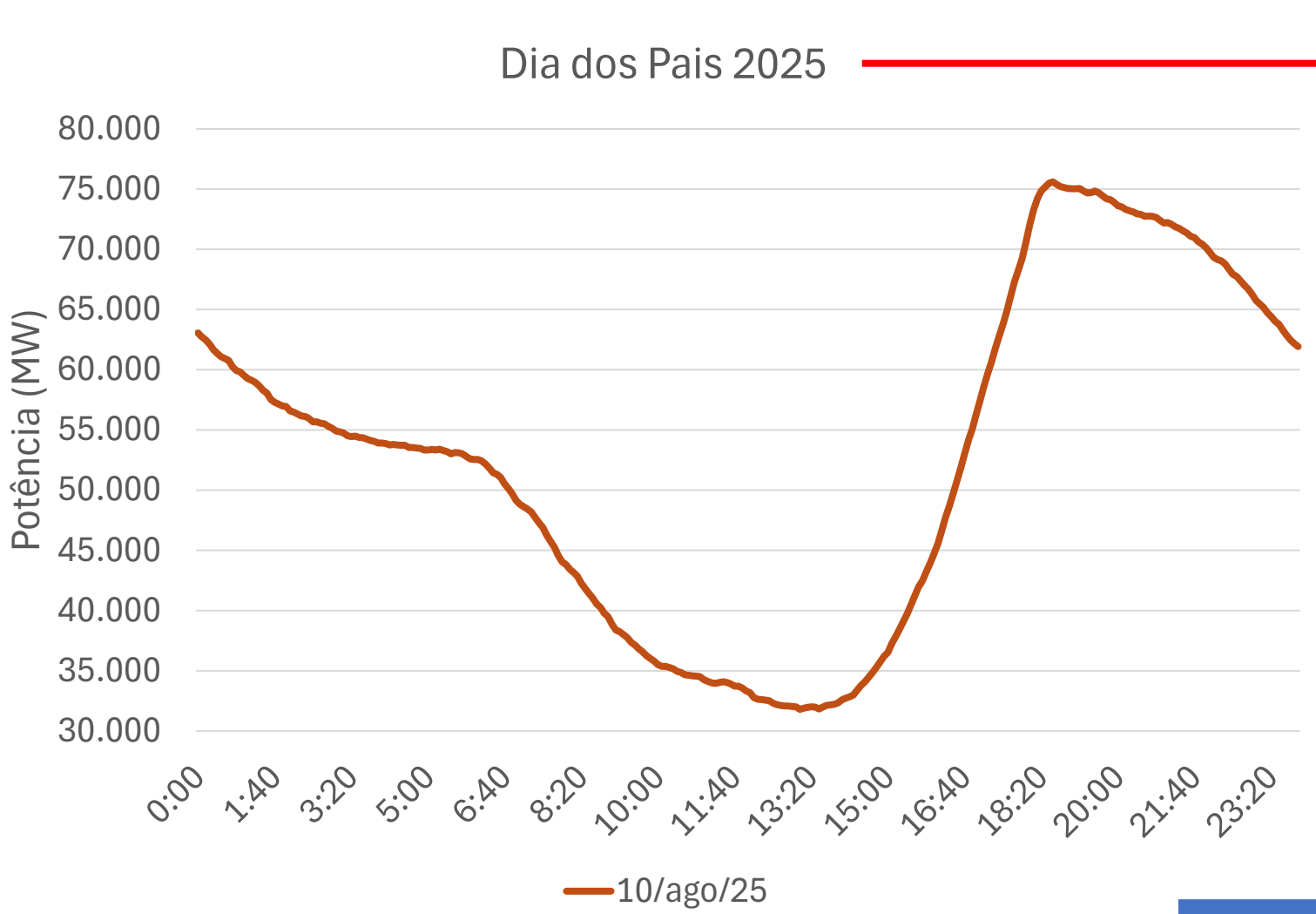
Definir as estratégias operativas mais adequadas, para manter os níveis de tensão dentro dos critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede e assegurar margens de estabilidade adequadas.

Recursos



- Unidades geradoras;
- Compensadores síncronos e estáticos;
- Comutadores sob carga dos transformadores;
- Bancos de capacitores e reatores;
- Abertura de linhas de transmissão.

Controle de Tensão da Rede Básica



26 linhas abertas para controle de tensão

Os estudos de planejamento da operação de **curto prazo** têm apontado cenários de carga mínima diurna nos finais de semana com necessidade de abertura de até **30 linhas**

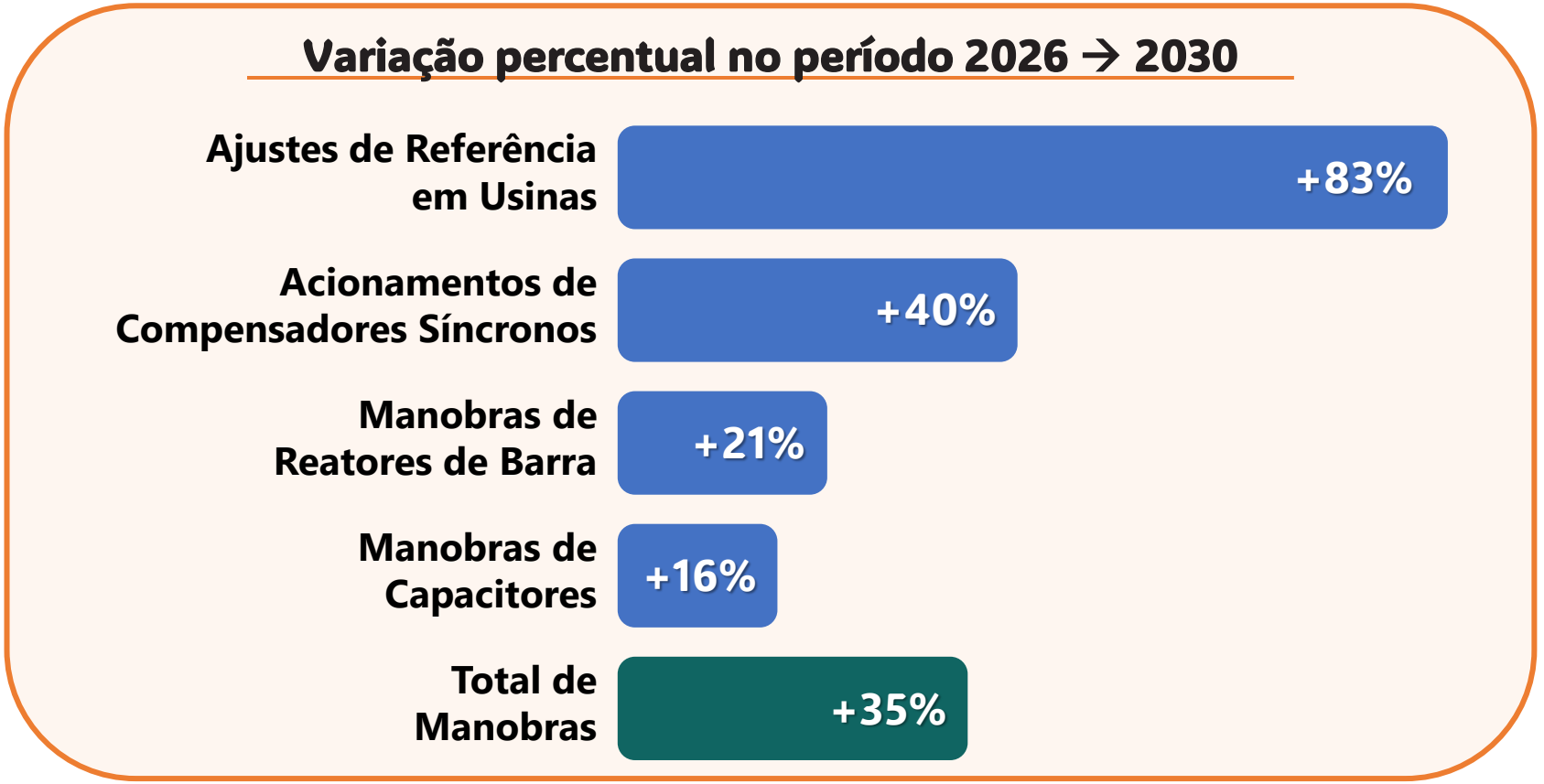
No horizonte de **médio prazo** essa necessidade cai para cerca de apenas **3 linhas**

Reatores de Barra	Compensadores Síncronos
+13.200 Mvar	+4.000 Mvar

Desafios do Controle de Tensão Intradiário

Considerando a acentuada rampa de carga líquida observada no final do dia, com o aumento da demanda e a redução da geração fotovoltaica centralizada e distribuída, há a necessidade crescente da atuação do ONS na utilização dos recursos de controle de tensão disponíveis no sistema.

Qual é o volume de manobras operativas na RB necessário para manter o controle de tensão durante essa rampa de carga (transição diurno-noturno)?



Desafios do Controle de Tensão Intradiário

A dinâmica ilustrada evidencia que a operação intradiária do SIN acompanha, de forma crescente, o comportamento característico da chamada "curva do pato", impondo novos patamares de exigência para a coordenação do controle de tensão no sistema ao longo do dia.

A expansão acelerada da MMGD, embora traga benefícios energéticos e ambientais, introduz custos operativos adicionais e pressiona a necessidade de aprimoramento contínuo da infraestrutura de controle de tensão do SIN.

A tendência é que a operação intradiária do SIN se torne progressivamente mais desafiadora, exigindo recursos de potência reativa mais flexíveis, adaptativos e dotados de maior grau de automação para acomodar de forma coordenada as rápidas transições entre os patamares de carga mínima e máxima

Ações do ONS para Lidar com os Impactos da GD

Projeto Interface ONS/DSO

Criação de um marco regulatório para a gestão das usinas classificadas como Tipo III e da MMGD em colaboração com as distribuidoras de energia.



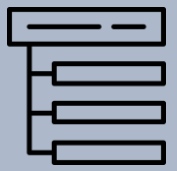
Parametrização, Validação e Calibração de Modelos de Carga e MMGD

Aprimoramento dos modelos de carga e da MMGD nos estudos elétricos.



Revisão de Classificação de Modalidades de Operação de Usinas

Adequação das modalidades de operação ao novo contexto do setor elétrico, caracterizado pela inserção crescente de geração distribuída.





Definição dos procedimentos de redução da geração de usinas Tipo III em situações emergenciais de excedente de geração no SIN.

Plano de Gestão de Excedentes na Rede de Distribuição



Atualização dos requisitos técnicos para conexão à rede dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs).

Atualização do Módulo 3 do PRODIST

Conclusões

- A **MMGD**, composta majoritariamente por geração fotovoltaica de pequena escala, já é a **segunda maior fonte de geração do país** em termos de potência instalada.
- **Redução da carga supervisionada mínima do SIN** e necessidade de **novos recursos de flexibilidade operativa e de controle de tensão** para lidar com a variações cada vez maiores da demanda líquida, especialmente na transição do período diurno para noturno.
- Possibilidade de **inversão de fluxo de potência** nas subestações da Rede Básica de Fronteira, o que pode causar **sobrecarga nos equipamentos** da rede de transmissão e **ampliar a necessidade de restrição** na geração centralizada para assegurar a confiabilidade da operação.
- Necessidade de **modernizar os requisitos técnicos para conexão dos REDs** às redes de distribuição.
- É imperativo o avanço na **controlabilidade e gerenciamento dos REDs por parte das distribuidoras/DSOs**, de forma coordenada com ONS.

PAR/PEL 2025

Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN

CICLO 2026 - 2030



Obrigado!

Gerência Executiva de Planejamento Elétrico – PL

Diretoria de Planejamento – DPL

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAR/PEL 2025

Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN

CICLO 2026 - 2030



Apresentação do Sumário Executivo

16 de dezembro de 2025

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico