



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Curtailment por confiabilidade: como estimar?

Roberto Brandão
Fernando França
Donato da Silva Filho
Ewerton Guarnier
Marcos Basile S. de Paula

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 149

Janeiro de 2026
Rio de Janeiro

Roberto Brandão
Fernando França
Donato da Silva Filho
Ewerton Guarnier
Marcos Basile de Paula

Curtailment por confiabilidade: como estimar?

TDSE Nº 149

Textos de discussão do setor elétrico



Rio de Janeiro
GESEL / IE / UFRJ
Janeiro de 2026

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 149

Curtailment por confiabilidade: como estimar?

Fernando França
Roberto Brandão
Donato da Silva Filho
Ewerton Guarnier
Marcos Basile S. de Paula

ISBN: 978-85-7197-038-0

Rio de Janeiro

Janeiro de 2026

Sumário

1	Apresentação	3
1.1	Caracterização do problema: o <i>curtailment</i>	4
2	Introdução	6
2.1	Objetivos.....	6
2.2	Estrutura do texto	6
3	Curtailement por confiabilidade	7
3.1	Descrição conceitual e objetivos.....	7
3.2	Método para o cálculo do <i>curtailment</i> por confiabilidade.....	8
3.2.1	Levantamento dos requisitos de confiabilidade e histórico de curtailement	10
3.2.2	Caracterização estatística da geração renovável variável	11
3.2.3	Atualização da configuração futura do sistema elétrico	11
3.2.4	Simulações de regime permanente	11
3.2.5	Simulações dinâmicas.....	11
4	Exemplos da aplicação do método para cálculo de curtailement por confiabilidade.....	13
4.1	Horizonte 2026	13
4.1.1	Locais monitorados.....	13
4.1.2	Instruções de Operação com indicação de corte.....	14
4.1.3	Diretrizes e condicionantes operativos para operação segura	19
4.1.4	Dados das curvas de permanência das gerações eólicas e solares	20
4.1.5	Identificação da motivação dos cortes de geração por confiabilidade.....	26
4.1.6	Avaliação de uma situação real de corte.....	29
4.1.7	Inclusão das instalações de geração e transmissão até 2026	35
4.1.8	Ajustes para representação do primeiro semestre de 2026	37
4.1.9	Ajustes para representação do segundo semestre de 2026.....	37
4.1.10	Simulações dinâmicas.....	40
4.1.11	Resumo e Conclusões.....	41
4.2	Horizonte 2029	43
4.2.1	Premissas para os estudos referente ao ano 2029.....	43
4.2.2	Comparação dados de geração EOL e UFV entre 2026 e 2029.....	48

4.2.3	Desenvolvimento das análises - Ano 2029	48
4.2.4	Dados de geração: CUST assinado x base RALIE (filtros).....	52
4.2.5	Resumo das simulações referentes ao ano 2029 (base de dados: CUST assinado).....	53
4.3	Impacto da indisponibilidade de linhas de transmissão.....	54
4.3.1	Contextualização	54
4.3.2	Escolha de um dia para ser analisado	57
4.3.3	Reprodução do dia 02/09/2025	58
4.3.4	Conclusões	64
5	Próximos passos.....	65
6	Considerações finais	66
7	Referências bibliográficas.....	67
8	ANEXO - Fluxos e intercâmbios nas interligações inter-regionais	70

Curtailment por confiabilidade: como estimar?

Fernando França¹
Roberto Brandão²
Donato da Silva Filho³
Ewerton Guarnier⁴
Marcos Basile S. de Paula⁵

1 Apresentação⁶

A matriz elétrica brasileira tem passado por uma transformação estrutural acelerada nos últimos anos. Entre dezembro de 2020 e novembro de 2025, a capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional (SIN) evoluiu de 165,8 GW para 248,1 GW, representando um acréscimo de 82,3 GW em menos de cinco anos. Desse total, aproximadamente 78,6 GW (95,2%) decorrem da expansão de usinas eólicas e fotovoltaicas, tanto na modalidade centralizada quanto por meio do micro e minigeração distribuída (MMGD).

¹ Pesquisador associado do GESEL.

² Economista e Filósofo. Diretor Técnico-Científico do GESEL.

³ CEO da Volt Robotics

⁴ Diretor Técnico da Volt Robotics.

⁵ Diretor de Projetos e Inovação da Volt Robotics.

⁶ Este Texto de Discussão do Setor Elétrico (TDSE) é resultado direto de Projeto de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação vinculado ao Programa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), executado em parceria pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) e pela Volt Robotics, com financiamento da Auren Energia (PD-000064-1075/2024), da mesma forma que o TDSE nº 147, acessível em https://gesel.ie.ufrj.br/tipo_de_texto/textos-de-discussao-tdse/. Por fim, destaca-se que as opiniões e análises desenvolvidas neste estudo são de exclusiva responsabilidade dos autores, não representando posição das entidades e empresas citadas.

Essa transformação impôs desafios crescentes à gestão do sistema elétrico brasileiro, exigindo o desenvolvimento e a adoção de novos métodos, ferramentas e abordagens analíticas para assegurar que os objetivos de segurança operativa e eficiência econômica continuem sendo atendidos na operação do SIN.

Entre esses desafios, destaca-se o fenômeno do *curtailment* (corte de geração), que ocorre quando há disponibilidade de geração – especialmente de fontes eólicas e fotovoltaicas – que não pode ser plenamente absorvida pelo sistema elétrico. Esse problema não é exclusivo do Brasil, sendo observado de forma recorrente em sistemas elétricos que passaram por transformações semelhantes, caracterizadas pela crescente participação de fontes renováveis não despacháveis.

Dada sua magnitude e seus impactos econômico-financeiros sobre os agentes geradores, evidencia-se a necessidade de desenvolver instrumentos capazes de antecipar situações críticas, permitindo a adoção tempestiva de medidas mitigadoras e reduzindo o risco de propagação de efeitos adversos ao longo de toda a cadeia do setor elétrico.

1.1 Caracterização do problema: o *curtailment*

No contexto regulatório brasileiro, os cortes de geração são classificados de acordo com a motivação que leva à sua realização, conforme estabelecido nas Resoluções Normativas ANEEL nº 1.030/2022⁸ e nº 1.073/2023⁹, a saber:

- *Razão energética (ENE)*: decorrente da impossibilidade de alocação da geração na carga;
- *Razão elétrica – indisponibilidade externa (REL)*: associada a falhas ou indisponibilidades em instalações externas às usinas, passível de ressarcimento via ESS - Encargo de Serviços do Sistema; e
- *Razão de confiabilidade (CNF)*: associada ao atendimento a limites de segurança elétrica, sem indisponibilidade física de equipamentos.

O arcabouço regulatório vigente prevê o ressarcimento apenas dos cortes classificados como “razão elétrica”, e ainda de forma limitada. Os *curtailments* por razões energética e de confiabilidade não são ressarcidos, sendo integralmente assumidos pelos agentes geradores.

⁸ [REN ANEEL 1.030/2022](#)

⁹ [REN ANEEL 1.073/2023](#)

Observa-se que o *curtailment* no SIN tem aumentado de forma contínua. Até 2024, predominavam os cortes por confiabilidade; já em 2025, passaram a se destacar os cortes por razão energética. Em 2024, a energia cortada representou cerca de 9% da geração renovável variável disponível, alcançando 13,3% no caso das usinas fotovoltaicas. No primeiro semestre de 2025, esses percentuais se elevaram para aproximadamente 15% e 20%, respectivamente.

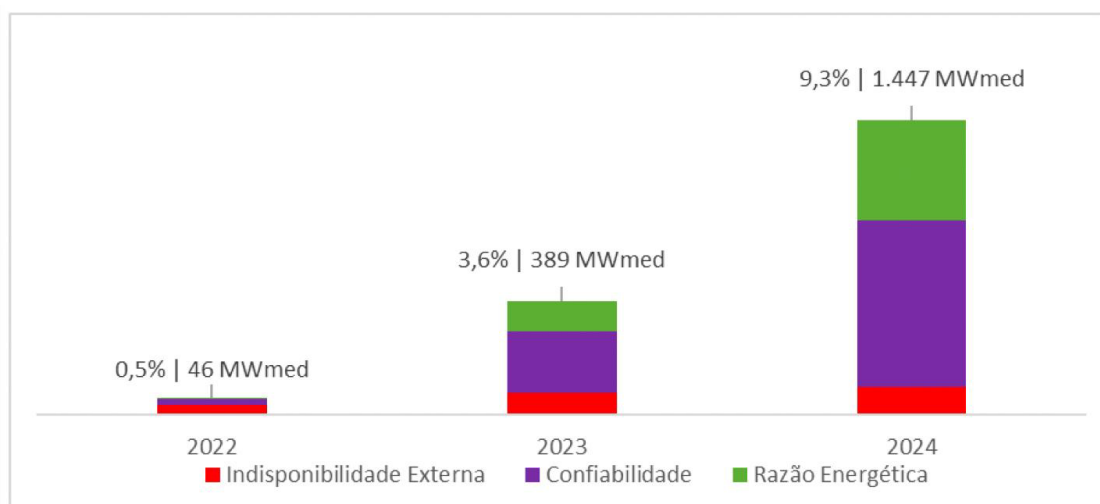


Figura 1- Percentual da geração renovável variável potencial restrita ao longo dos anos citados e a restrição média anual¹⁰

Estudos recentes¹¹ indicam de forma consistente que o *curtailment* deverá permanecer em patamares superiores aos observados até 2023, reforçando a relevância de instrumentos que permitam compreender, monitorar e antecipar sua evolução.

¹⁰ Fonte: [ONS - RT ONS DGL 0189 / 2025 GT CORTES DE GERAÇÃO](#)

¹¹ [GESEL - TDSE nº 132](#), [GESEL - TDSE nº 147](#), [ONS - PEN 2025](#), [ONS - PAR/PEL 2025](#)

2 Introdução

2.1 Objetivos

Este TDSE tem por objetivo documentar o procedimento desenvolvido para possibilitar o monitoramento e a previsão, em um horizonte de até cinco anos, da evolução do SIN, da evolução do *curtailment* por confiabilidade no SIN, com foco nas usinas eólicas e fotovoltaicas.

O objetivo é ampliar a visibilidade sobre a evolução do *curtailment* por confiabilidade, de modo a subsidiar a identificação e a implementação de ações mitigadoras de seus impactos sobre o setor elétrico brasileiro.

2.2 Estrutura do texto

Além da Apresentação e da Introdução, o texto está organizado em cinco seções principais.

A *Seção 3* apresenta os conceitos associados ao *curtailment* por confiabilidade e descreve a estrutura geral do método proposto para estimar os cortes de geração decorrentes do atendimento aos requisitos de segurança elétrica.

Na *Seção 4*, são apresentados dois exemplos de aplicação do método, considerando horizontes prospectivos e ilustrando suas principais etapas e resultados.

A *Seção 5* discute oportunidades de aprimoramento do método, indicando possíveis desdobramentos futuros.

A *Seção 6* reúne as considerações finais do trabalho e a *Seção 7* relaciona as referências técnicas e regulatórias que fundamentaram o estudo.

3 Curtailment por confiabilidade

3.1 Descrição conceitual e objetivos

O *curtailment* de usinas eólicas e fotovoltaicas corresponde à redução da produção de energia elétrica determinada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), quando a totalidade da geração disponível não pode ser acomodada de forma segura e confiável no SIN.

No arcabouço regulatório brasileiro, o *curtailment* — denominado *constrained-off* nas Resoluções Normativas da ANEEL — é classificado de acordo com a motivação da restrição operativa, distinguindo-se entre razões energéticas, razões elétricas associadas à indisponibilidade de instalações externas e razões de atendimento aos requisitos de confiabilidade elétrica.

Dos três tipos de redução de geração conhecidos por *curtailment*, o corte do tipo (REL) tem sido, tipicamente, o menos frequente, acarretando restrições energéticas de pequena monta.

Por sua vez, os classificados como (ENE) têm crescido em relevância nos últimos anos e se mostrado dominante ao longo de 2025. Há mesmo registro de dias, de carga mais baixa, durante finais de semana e feriados, em que o SIN esteve próximo do esgotamento dos recursos disponíveis para o controle da frequência.

Essas situações ocorrem e são motivadas pela impossibilidade de alocação da geração disponível (excesso de geração). As ações de corte de geração envolvem as usinas de uma forma geral, independentemente de sua localização.

A estimativa da evolução do *curtailment* por razões energéticas pode ser feita utilizando-se modelos energéticos capazes de representar o encadeamento cronológico do atendimento à curva de carga diária. Exemplos de estudos que têm entre os seus resultados a indicação do *curtailment* esperado podem ser encontrados nos TDSE nº 132¹² e nº 147¹³.

Por sua vez, o *curtailment* por confiabilidade ocorre quando as condições operativas do SIN resultam em fluxos de potência, níveis de tensão ou margens de estabilidade que violam limites definidos a partir de estudos de segurança do sistema. Esses limites

¹² [TDSE 132 - Operação de Baterias no Sistema Interligado Nacional com o Forte Crescimento da Geração Solar](#)

¹³ [TDSE 147 - Aumentando a Flexibilidade da Geração Hidrelétrica do Sistema Interligado Nacional](#)

são formalizados pelo ONS por meio de Instruções Operativas, Mensagens Operativas e outros documentos de caráter normativo, não constituindo hipóteses arbitrárias, mas sim a consolidação de análises determinísticas e probabilísticas de segurança.

Pela sua natureza, esse tipo de restrição de geração afeta de forma desigual os parques eólicos e fotovoltaicos em operação no SIN, sendo mais impactados aqueles que, em função do local de conexão à rede de transmissão, são mais efetivos para garantir que o sistema opere com segurança.

Embora o *curtailment* por confiabilidade represente parcela expressiva dos cortes de geração observados nos últimos anos, ainda não há, no Brasil, um método sistematizado que permita monitorar e antecipar a sua evolução em horizontes de médio prazo. O objetivo central deste TDSE é justamente preencher essa lacuna, por meio do desenvolvimento de um procedimento estruturado de monitoramento e previsão do *curtailment* por confiabilidade.

Neste contexto, entende-se por monitoramento a identificação contínua dos requisitos de confiabilidade relevantes e de sua incidência espacial sobre conjuntos de usinas e subestações, enquanto a previsão corresponde à estimativa probabilística da profundidade e da recorrência dos cortes de geração associados a esses requisitos, ao longo do horizonte de análise.

3.2 Método para o cálculo do *curtailment* por confiabilidade

O método desenvolvido tem por finalidade estimar, de forma prospectiva, a probabilidade e a magnitude do *curtailment* por confiabilidade no SIN, considerando horizontes de até cinco anos. Trata-se, portanto, de uma ferramenta de antecipação e gestão de riscos, e não de um instrumento de previsão determinística do corte de geração.

As estimativas obtidas estão sujeitas a incertezas inerentes à evolução da carga, à expansão da geração e às alterações na configuração da rede de transmissão. Ademais, os próprios requisitos de confiabilidade podem ser revistos pelo ONS à medida que novos estudos sejam incorporados à sua base técnica. Ainda assim, o método permite capturar tendências relevantes e fornecer indicações robustas sobre regiões, períodos e condições operativas mais suscetíveis à ocorrência de *curtailment*.

De forma resumida, o procedimento é estruturado nas seguintes etapas:

a) Levantamento dos requisitos de confiabilidade e histórico de *curtailment*

Identificar, para cada usina ou subestação monitorada, as inequações operativas associadas aos eventos históricos de *curtailment* por confiabilidade, com base em dados abertos do ONS, Relatórios Executivos da Programação Diária da Operação (REPDOE), Instruções Operativas e Mensagens Operativas vigentes.

b) Caracterização estatística da geração renovável variável

A partir das séries históricas de geração eólica e fotovoltaica, elaborar curvas de permanência que permitem relacionar níveis de despacho com percentis de ocorrência, estabelecendo uma conexão direta entre despacho máximo admissível e risco de corte de geração.

c) Atualização da configuração futura do sistema elétrico

Incorporar as expansões previstas de geração e transmissão, conforme planos oficiais e atas do CMSE, ajustando-se os casos de referência disponibilizados pelo ONS ao horizonte de interesse.

d) Simulações de regime permanente

Determinar os limites máximos de despacho das fontes renováveis que não acarretam violação dos requisitos de confiabilidade, considerando diferentes cenários de geração e carga.

e) Simulações dinâmicas

Por fim, realizar simulações de transitórios eletromecânicos para verificar a estabilidade dinâmica dos pontos de operação obtidos. Essa etapa permite emular, de forma conservadora, o efeito da evolução do sistema sobre as regiões de segurança de operação, admitindo-se que a estrutura das inequações seja mantida, mas com ampliação dos limites de transferência decorrente da expansão da transmissão.

A “região de segurança de operação do SIN” refere-se aos limites e condições operacionais estabelecidos pelo ONS para garantir a estabilidade, confiabilidade e o fornecimento contínuo de energia em todo o SIN. Isso envolve monitorar e controlar as interligações entre os quatro subsistemas (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste, Norte) e suas diversas fontes (hidrelétricas, térmicas, eólicas) para evitar violações de limites de tensão, carregamento de linhas e garantir margem de segurança, especialmente em contingências como perdas de geração, instalações de transmissão ou carga.

3.2.1 Levantamento dos requisitos de confiabilidade e histórico de curtailment

Nessa etapa são levantadas as informações necessárias para a estimativa do *curtailment* futuro, tendo por base o conjunto de usinas que será monitorado e sites públicos. Os blocos de atividades relacionadas a seguir ilustram as principais ações desenvolvidas.

- a) Identificação, para cada uma das usinas selecionadas, das causas dos eventos de *curtailment* por confiabilidade, tendo por fontes principais:
- i. Os dados históricos de *curtailment* disponibilizados pelo ONS nos dados abertos¹⁴;
 - ii. as indicações de corte do Relatório Executivo da Programação Diária da Operação (REPDOE)¹⁵.
 - iii. As Instruções Operativas (IO) apresentadas no Submódulo 5.12 do Manual de Procedimentos da Operação (MPO)¹⁶, as quais descrevem os requisitos de confiabilidade, na forma de inequações, que devem ser atendidos na operação do SIN; e
 - iv. As diretrizes e os condicionantes operativos para a operação segura do SIN. O ONS desenvolve várias análises como forma de correlacionar diversas grandezas elétricas (fluxos, perfis de tensão etc.), como parâmetros operativos, de forma a garantir uma operação segura para o Sistema, mesmo na ocorrência de desligamentos de elementos da Rede de Transmissão. Esses condicionantes são dinâmicos e podem ser alterados em função da evolução do Sistema, estando consolidados na forma de Mensagens Operativas (MOP).¹⁷
- b) Obtenção dos dados referentes à configuração do sistema elétrico
- i. Os dados do sistema são obtidos dos casos bases disponibilizados pelo ONS¹⁸, no horizonte de interesse.

¹⁴ <https://dados.ons.org.br/>

¹⁵ <https://integre.ons.org.br/sites/9/51/paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=Relatório%20Executivo%20da%20Programação%20Diária%20da%20Operação%20-%20REPDOE>

¹⁶ <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>

¹⁷ <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo/mensagens-operativas>

¹⁸ [Casos de referência do Mensal](#), [casos de referência do quadrimestral](#) e [casos de referência do PAR/PEL](#)

3.2.2 Caracterização estatística da geração renovável variável

Obtenção de dados das curvas de permanência das gerações eólicas e fotovoltaicas. Para os meses escolhidos em função do objetivo do estudo, são obtidas curvas de permanência, que indicam a porcentagem de tempo que uma determinada potência gerada foi igualada ou superada, a partir das informações disponibilizadas pelo ONS nos dados abertos.

3.2.3 Atualização da configuração futura do sistema elétrico

Identificação dos eventos no SIN, previstos para o horizonte de interesse, que podem impactar as inequações identificadas, tais como a entrada em operação de instalações de transmissão e de novas fontes geradoras, usando-se como fontes:

- i. Diretrizes para a operação com horizonte quadrimestral¹⁹;
- ii. Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR PEL)²⁰; e
- iii. Datas de tendência da transmissão e datas de tendência da geração contidas em anexos às Atas das Reuniões Ordinárias do Comitê de monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)²¹.

3.2.4 Simulações de regime permanente

Nessa etapa, são feitos ajustes nos casos de referência disponibilizados pelo ONS, considerando entrada em operação das instalações de transmissão e de geração relevantes, conforme as datas de tendências divulgadas pelo CMSE.

Faz parte dessa etapa a identificação da geração das fontes eólicas e fotovoltaicas que garantam o atendimento a todas as inequações mapeadas.

Também é prevista a avaliação de uma situação real de corte de geração, com o objetivo de confirmar a conformidade de dados e premissas.

3.2.5 Simulações dinâmicas

As simulações dinâmicas, por meio de ferramentas de transitórios eletromecânicos, têm por objetivo confirmar que os pontos de operação encontrados na etapa anterior são estáveis para as ocorrências mais críticas no SIN.

¹⁹ <https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/62>

²⁰ <https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/60>

²¹ <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2025>

A evolução natural do SIN necessariamente demandará revisões dos requisitos de confiabilidade e, por consequência, das inequações que definem as regiões seguras da operação do sistema. As novas inequações serão estabelecidas oportunamente pelo ONS, não sendo razoável revisá-las antecipadamente, tendo em vista o esforço requerido nesse processo e o elevado grau de incerteza quanto à configuração do sistema a ser considerada.

O problema de se estabelecer os requisitos de confiabilidade que devem ser praticados nas análises futuras é contornado admitindo-se que as inequações atuais serão mantidas na sua estrutura, mas haverá ganho na capacidade de transferência de energia resultante da entrada em operação de novas instalações de transmissão.

Esse ganho é obtido a partir de simulações dinâmicas do SIN, considerando-se um subconjunto dos distúrbios normalmente avaliados pelo ONS. O novo limite de transmissão é o maior valor para o qual o sistema, com a expansão prevista no horizonte da análise, apresenta comportamento estável quando submetido às ocorrências selecionadas.

Dessa forma, os limites de geração sem corte são definidos com base em requisitos de confiabilidade obtidos pelas simulações dinâmicas, emulando o efeito da evolução do sistema nas regiões de segurança da operação.

A partir dessa fundamentação conceitual, a seção seguinte detalha o método desenvolvido para monitorar e antecipar o *curtailment* por confiabilidade.

4 Exemplos da aplicação do método para cálculo de curtailment por confiabilidade

Nesta seção são apresentados dois exemplos de aplicação do método proposto para estimar o *curtailment* por confiabilidade, considerando os horizontes de 2026 e 2029. Adicionalmente, também é mostrado um caso em que o método proposto é usado para avaliar o impacto da entrada em operação de uma instalação de transmissão. O objetivo é facilitar a compreensão do procedimento desenvolvido, ilustrando suas principais etapas, premissas e resultados, bem como evidenciar seu potencial analítico.

Os exemplos concentram-se em usinas conectadas ao SIN por meio de onze subestações localizadas nas regiões Nordeste e Sudeste, que, em conjunto, constituem uma amostra representativa do parque gerador eólico e fotovoltaico em operação no sistema.

Os estudos aqui apresentados têm como base o trabalho desenvolvido por ANDESA e GESEL, intitulado *“Procedimento para monitorar, no horizonte de até cinco anos à frente, a evolução do SIN, visando identificar eventos que impactem – positiva ou negativamente – o curtailment nas usinas eólicas e fotovoltaicas – Análise de Regime Permanente e Dinâmico”*²².

4.1 Horizonte 2026

4.1.1 Locais monitorados

No exemplo referente ao horizonte de 2026, são monitoradas as usinas conectadas à Rede Básica do SIN em onze subestações, distribuídas entre regiões litorâneas e interiores do Nordeste e do Sudeste. Essas instalações totalizam pouco mais de 7 GW de capacidade instalada, conforme apresentado na Tabela 4.1.

Essa seleção contempla diferentes contextos elétricos e locais, permitindo avaliar a incidência dos requisitos de confiabilidade em situações operativas distintas.

²² Relatório ANDESA-RT-04-10.25-V01

Subsistema	UF	Região	Ponto de conexão	Potência Instalada (MW)
NE	BA	Interior	Igaporã – 230 kV	867,70
NE	BA	Interior	Pindaí II – 69 kV	271
NE	BA	Interior	Olindina – 500 kV	322,40
NE	CE	Litoral	Pecém II – 230 kV	1.108,89
NE	PI	Interior	Curral Novo do Piauí – 230 kV	1.442,01
NE	RN	Litoral	Mossoró II – 230 kV	544,34
NE	RN	Litoral	Açu III – 500 kV	452,67
NE	RN	Litoral	Açu II – 230 kV	498,44
SE/CO	MG	--	Jaíba – 230 kV	1.181,31
SE/CO	SP	--	Boa Hora – 138 kV	178,33
SE/CO	SP	--	Getulina – 138 kV	150,04
Total				7.018,12

Tabela 4.1 – Locais monitorados

4.1.2 Instruções de Operação com indicação de corte

Para as onze subestações monitoradas, mostradas na Tabela 4.1, foram identificadas 186 Instruções Operativas que estabelecem inequações a serem observadas no planejamento, programação e na operação do SIN. Em função do elevado número, destacam-se, nas tabelas a seguir, as IO mais relevantes para o monitoramento dos locais selecionados.

A Tabela 4.2 apresenta, para cada uma das subestações monitoradas, a Instrução de Operação na qual o corte de geração nas usinas conectadas acarreta a maior redução nos fluxos monitorados.

Por sua vez, a Tabela 4.3 mostra as IO para as quais a geração da subestação monitorada tem a mais alta prioridade para ser cortada em caso de necessidade operativa.

Os fluxos monitorados apresentados em ambas as tabelas são definidos pelo ONS para caracterizar e monitorar regiões de segurança operativa do SIN. Esses fluxos estão descritos no ANEXO.

Essas duas abordagens complementares permitem caracterizar tanto o impacto marginal do corte de geração sobre os fluxos críticos quanto a posição relativa de cada subestação na hierarquia de controle estabelecida pelo ONS.

Todas as IO estão disponíveis no site do ONS²³.

²³ <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>.

SE	Qtd de inequa- ções	Maior Sensibilidade				
		Documento	Fluxo controlado	Data Vigência	Sensi- bilida- de	Posi- ção
Açu II 230 kV	22	IO- ON.NSE_Rev.106	FNS + FNESE	08 / 07 / 2025	77	13
Açu III 500 kV	25					
Boa Hora 138 kV	3	IO- ON.SE.4SP_Rev.35	Carregamento da LT 138 kV Jales – Boa Hora C1/C2	15 / 05 / 2025	12	2
Curral Novo do Piauí 230 kV	17	IO- ON.NSE_Rev.106	FNS + FNESE	08 / 07 / 2025	77	13
Getulina 138 kV	3	IO- ON.SE.4SP_Rev.35	P(ILS/AGV) + 0,30P(ILS/MIR II C1+C2) – 0,32 Corte UHE ILHA SOLTEIRA ≤ 1524 MW ²⁴	15 / 05 / 2025	13	5
Igaporã II 230 kV	10	IO- ON.NSE_Rev.106	FNS + FNESE	08 / 07 / 2025	92	4
Jaíba 230 kV	44	IO- ON.SENE_Rev.79	FJUSC + FPOTPPA ²⁵	08 / 07 / 2025	41	2
Mossoró II 230 kV	16	IO- ON.SENE_Rev.79	FNS + FNESE	08 / 07 / 2025	77	13
Olindina 500 kV	20	IO- ON.NNE_Rev.133	FNEN ≤ 6200 MW ²⁶	08 / 07 / 2025	26	11
Pecém II 230 kV	17	IO- ON.SENE_Rev.79	FNESE	08 / 07 / 2025	44	15
Pindaí II 230 kV	9	IO- ON.NSE_Rev.106	FNS + FNESE	08 / 07 / 2025	90	5

Tabela 4.2 - IOs para as quais a geração de cada local apresenta a maior sensibilidade em relação aos fluxos monitorados.

²⁴ Fluxos nas LT 440 kV Ilha Solteira – Água Vermelha e Ilha Solteira – Mirassol.

²⁵ Idem 18.

²⁶ Idem 18.

Os exemplos a seguir, construídos para a linha correspondente à SE Açú II 230 kV, ilustram os conceitos utilizados na elaboração da Tabela 4.2:

- Há 22 inequações que, se não forem atendidas, podem acarretar restrição na geração das usinas conectadas à SE Açú II 230 kV;
- Dessas 22 inequações, a que apresenta a maior sensibilidade da geração conectada à SE Açú II 230 kV em relação ao fluxo controlado é aquela referente ao somatório dos fluxos FNS (Fluxo Norte-Sul) e FNESE (Fluxo Nordeste - Sudeste), descrita na IO-ON.NSE_Rev.106;
- O número indicado na coluna “sensibilidade” significa que a diminuição de 100 MW na geração das usinas conectadas à SE Açú II 230 kV provoca a redução de 77 MW no somatório dos fluxos FNS+FNESE; e
- Por sua vez, o número apresentado na coluna “Posição” indica que a geração ligada à SE Açú II 230 kV ocupa a 13ª posição na ordem de corte para o controle do somatório FNS+FNESE.

SE	Maior Posição na ordem de corte				
	Documento	Fluxo controlado	Data Vigência	Sensibilidade	Posição
Açu II 230 kV	IO- ON.NE.5NE_Rev.48	$P(\text{ACT}/\text{QXA}) + P(\text{ACT}/\text{MLD}) + P(\text{ACT}/\text{JGD}) \leq 2.000$ MW (525 KV $\leq$ VACT < 530 KV) ²⁷	02 / 07 / 2025	52	1
	IO- ON.NE.5NE_Rev.48	$P(\text{ACT}/\text{QXA}) + P(\text{ACT}/\text{MLD}) + P(\text{ACT}/\text{JGD}) \leq 2.400$ MW (VACT ≥ 530 KV) ²⁸	02 / 07 / 2025	52	1
Açu III 500 kV	IO- ON.NE.5NE_Rev.48	$P(\text{ACT}/\text{MLD}) \leq 1.000$ MW ²⁹	02 / 07 / 2025	22	1
	IO- ON.NE.5NE_Rev.48	$P(\text{ACT}/\text{JGD}) \leq 1.000$ MW ³⁰	02 / 07 / 2025	16	1
Boa Hora 138 kV	IO- ON.SE.4SP_Rev.135	Carregamento da LT 138 kV Jales – Boa Hora C1/C2	15 / 05 / 2025	12	2
Curral Novo do Piauí 230 kV	IO- ON.NE.5NE_Rev.48	$P(\text{BRT}/\text{BRD}) \leq 1.600$ MW ³¹	02 / 07 / 2025	13	2
Getulina 138 kV	IO- ON.SE.4SP_Rev.35	$P(\text{ILS}/\text{AGV}) +$ $0,30P(\text{ILS}/\text{MIR II C1} + \text{C2})$ $- 0,32$ Corte UHE ILHA SOLTEIRA ≤ 1524 MW ³²	15 / 05 / 2025	13	5
Igaporã II 230 kV	IO- ON.SENE_Rev.79	FNESE	08 / 07 / 2025	80	1
Jaíba 230 kV	IO- ON.SENE_Rev.79	FJUSC	08 / 07 / 2025	36	2
Mossoró II 230 kV	IO- ON.NE.5NE_Rev.48	$P(\text{JGD}/\text{ACT}) \leq 1.100$ MW ³³	02 / 07 / 2025	22	1
Olindina 500 kV	IO- ON.NE.2SL_Rev.36	$P(\text{SPU}/\text{STJ C1 ou C2}) + 0,82P(\text{SPU}/\text{STJ C2 ou C1}) \leq 333$ MW ³⁴	10 / 04 / 2025	2	2
Pecém II 230 kV	IO- ON.NE.5NE_Rev.48	$P(\text{CGT}/\text{CID C1}) \leq 1.100$ MW ³⁵	02 / 07 / 2025	8	3
Pindaí II 230 kV	IO- ON.SENE_Rev.79	FNESE	08 / 07 / 2025	80	1

Tabela 4.3 – IOs para as quais a geração de cada local tem maior prioridade de corte.

4.1.3 Diretrizes e condicionantes operativos para operação segura

Além das inequações descritas nas IOs tratadas no item 4.1.2, a definição da região segura para a operação do SIN requer a consideração das diretrizes e dos condicionantes estabelecidos por meio de Mensagens Operativas (MOP).

Como exemplo, são analisados os condicionantes apresentados nas MOP/ONS 127-S/2025 e 093-S/2025³⁶, que correlacionam fluxos de interligações estruturais – como FNESE e FJUSC – com a operação dos bipolos associados à UHE Belo Monte, Xingu – Estreito (F_{XGET}) e Xingu – Terminal Rio (F_{XGTR}), e com o nível de carga do sistema.

Esses condicionantes refletem a necessidade de uma avaliação integrada do sistema, na qual múltiplas grandezas elétricas são correlacionadas para assegurar a manutenção da segurança operativa, mesmo na ocorrência de contingências relevantes.

Somatório ($F_{XGET} + F_{XGTR}$) - (MW)	Limites de FNESE - (MW)
$F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 1.000$	Não se aplica
$1.000 < F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 3.000$	8.500
$3.000 < F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 5.000$	7.200
$5.000 < F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 6.000$	7.000
$6.000 < F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 7.000$	6.100
$7.000 < F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 8.300$	5.600

Tabela 4.4 – Condicionantes estabelecidos na MOP/ONS 127-S/2025 entre o FNESE e os fluxos F_{XGET} e F_{XGTR} .

²⁷ Somatório dos fluxos nas LT 500 kV Açú III-Quixadá, Açú III-Milagres e Açú III-Jaguaruana. VACT é a tensão no 500 kV de Açú III

²⁸ Idem

²⁹ Fluxo na LT 500 kV Açú III-Milagres

³⁰ Fluxo na LT 500 kV Açú III - Jaguaruana

³¹ Fluxo na LT 500 kV Buritirama – Barreiras II

³² Fluxos nas LT 440 kV Ilha Solteira – Água Vermelha e Ilha Solteira - Mirassol

³³ Fluxo na LT 500 kV Jaguaruana – Açú III

³⁴ Fluxo na LT 500 kV Sapeaçu – Santo Antônio de Jesus

³⁵ Fluxo na LT 500 kV Campina Grande III – Ceará Mirim II

³⁶ <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo/mensagens-operativas>

Somatório ($F_{XGET} + F_{XGTR}$) - (MW)	Limites de FJUSC - (MW)	
	Carga SIN ≤ 76 GW	Carga SIN < 76 GW
$F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 1.000$	Não se aplica	Não se aplica
$1.000 < F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 3.000$	4.400	4.600
$3.000 < F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 5.000$	3.800	4.000
$5.000 < F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 6.000$	3.500	3.700
$6.000 < F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 7.000$	3.400	3.500

Tabela 4.5 – Condicionantes estabelecidos na MOP/ONS 093-S/2025 entre o FNESE e os fluxos F_{XGET} e F_{XGTR} em função da carga do SIN.

Somatório ($F_{XGET} + F_{XGTR}$) (MW)	Redução nos limites de FNESE (MW)		
	Carga SIN ≤ 76 GW	76 GW $<$ Carga SIN ≤ 92 GW	Carga SIN > 92 GW
$F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 2.000$	Não há redução	Não há redução	Não há redução
$2.000 < F_{XGET} + F_{XGTR} \leq 6.000$	$0,25 \times (FJUSC - 2.400)$	$0,25 \times (FJUSC - 2.700)$	$0,25 \times (FJUSC - 3.000)$
$6.000 < F_{XGET} + F_{XGTR}$	$1,61 \times (FJUSC - 2.100)$	$1,61 \times (FJUSC - 2.400)$	$1,61 \times (FJUSC - 2.700)$

Tabela 4.6 – Condicionantes estabelecidos na MOP/ONS 093-S/2025 entre o FNESE e os fluxos F_{XGET} e F_{XGTR} em função da carga do SIN.

4.1.4 Dados das curvas de permanência das gerações eólicas e solares

As curvas de permanência, aplicadas às fontes eólicas e fotovoltaicas, são elaboradas a partir de dados históricos e relacionam despachos verificados com percentis de ocorrência, permitindo dessa forma estimar a probabilidade de que uma determinada potência seja igualada ou superada.

Nos exemplos analisados, foram utilizados os meses de março e setembro como representativos do primeiro e do segundo semestres do ano, respectivamente. As curvas foram elaboradas com base nos dados disponibilizados pelo ONS em sua base

de dados abertos, considerando separadamente regiões litorâneas e interiores do Nordeste, bem como o norte do estado de Minas Gerais³⁷.

As Tabelas 4.6 a 4.9 a seguir apresentam as permanências da geração solar do Nordeste, litoral e interior, e do norte do estado de Minas Gerais, nos meses de março e setembro. As tabelas 4.10 e 4.11 mostram a permanência da geração eólica no Nordeste, litoral e interior, também nos meses de março e setembro.

³⁷ <https://dados.ons.org.br/>

LEVANTAMENTO ESTATÍSTICO DAS GERAÇÕES SOLARES NA REGIÃO NORDESTE

Permanência	Mar	
	11h00	
	Interior	Litoral
P100%	89.0%	85.0%
P95%	87.0%	83.0%
P90%	83.0%	80.0%
P85%	75.0%	77.0%
P80%	72.0%	76.0%
P75%	70.0%	74.0%
P70%	68.0%	73.0%
P65%	67.0%	71.0%
P60%	64.0%	70.0%
P55%	63.0%	68.0%
P50%	62.0%	67.0%
P45%	62.0%	65.0%
P40%	60.0%	63.0%
P35%	59.0%	61.0%
P30%	59.0%	59.0%
P25%	57.0%	58.0%
P20%	54.0%	54.0%
P15%	52.0%	50.0%
P10%	50.0%	48.0%
P5%	47.0%	36.0%
P0%	0.0%	0.0%

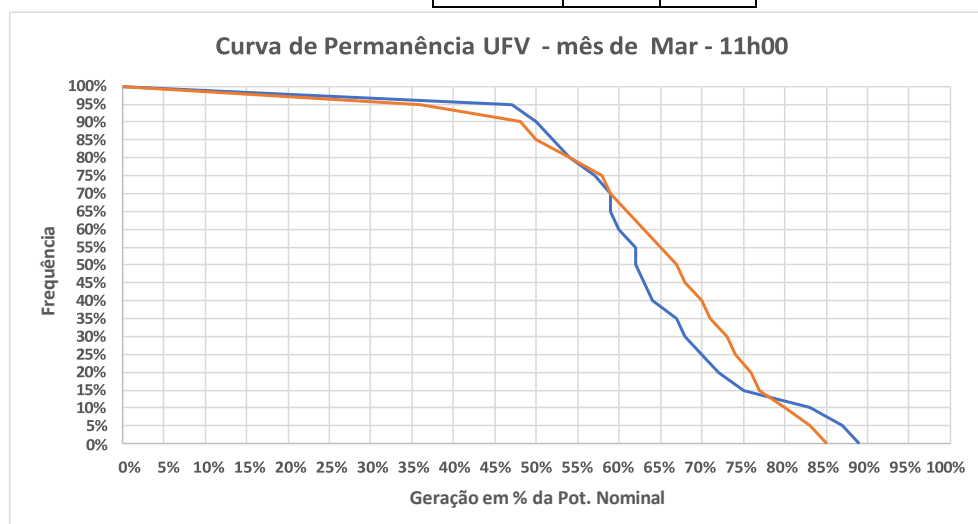


Tabela 4.6 – Curvas de Permanência para o mês de março – Gerações fotovoltaicas da região Nordeste (litoral e interior).

LEVANTAMENTO ESTATÍSTICO DAS GERAÇÕES SOLARES NA REGIÃO MINAS GERAIS

Estado

▼

MG

Valores de geração entre 11h e 13h

ANDESA

CONSULTORIA DE SISTEMAS
DE ENERGIA ELÉTRICA
DESDE 1998

Permanência	Mar	
	11h a 13h	
	Interior	Litoral
P100%	93.3%	0.0%
P95%	88.3%	0.0%
P90%	86.6%	0.0%
P85%	85.3%	0.0%
P80%	83.8%	0.0%
P75%	82.3%	0.0%
P70%	81.2%	0.0%
P65%	79.9%	0.0%
P60%	78.3%	0.0%
P55%	77.2%	0.0%
P50%	75.0%	0.0%
P45%	72.9%	0.0%
P40%	71.5%	0.0%
P35%	69.8%	0.0%
P30%	67.9%	0.0%
P25%	64.6%	0.0%
P20%	61.3%	0.0%
P15%	57.9%	0.0%
P10%	52.2%	0.0%
P5%	44.6%	0.0%
P0%	20.1%	0.0%

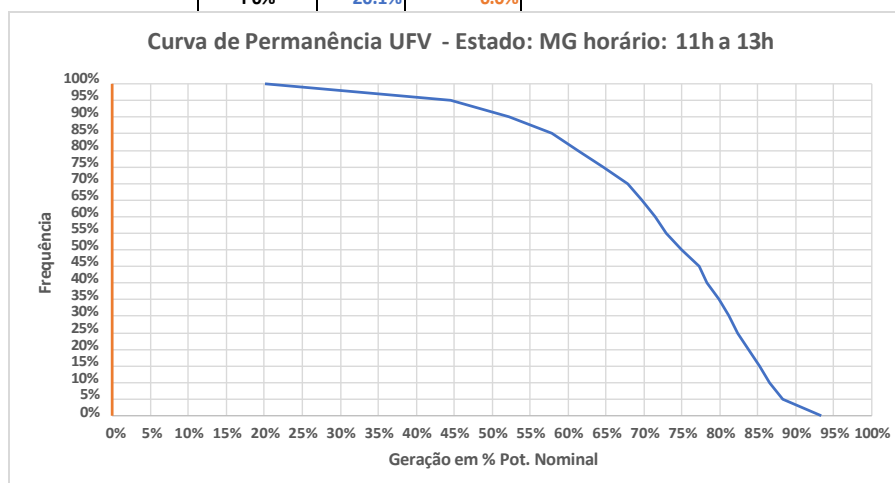


Tabela 4.7 – Curvas de Permanência para o mês de março – Gerações fotovoltaicas da região norte do estado de Minas Gerais

LEVANTAMENTO ESTATÍSTICO DAS GERAÇÕES SOLARES NA REGIÃO NORDESTE

Mês analisado

→ Set

Horário

→ 11h00



Permanência	Set	
	11h00	
	Interior	Litoral
P100%	94.0%	91.0%
P95%	92.0%	87.0%
P90%	88.0%	86.0%
P85%	85.0%	85.0%
P80%	82.0%	83.0%
P75%	81.0%	83.0%
P70%	81.0%	82.0%
P65%	80.0%	81.0%
P60%	79.0%	79.0%
P55%	78.0%	78.0%
P50%	74.0%	76.0%
P45%	73.0%	75.0%
P40%	70.0%	73.0%
P35%	61.0%	72.0%
P30%	58.0%	70.0%
P25%	56.0%	67.0%
P20%	54.0%	64.0%
P15%	53.0%	63.0%
P10%	50.0%	60.0%
P5%	47.0%	50.0%
P0%	0.0%	0.0%

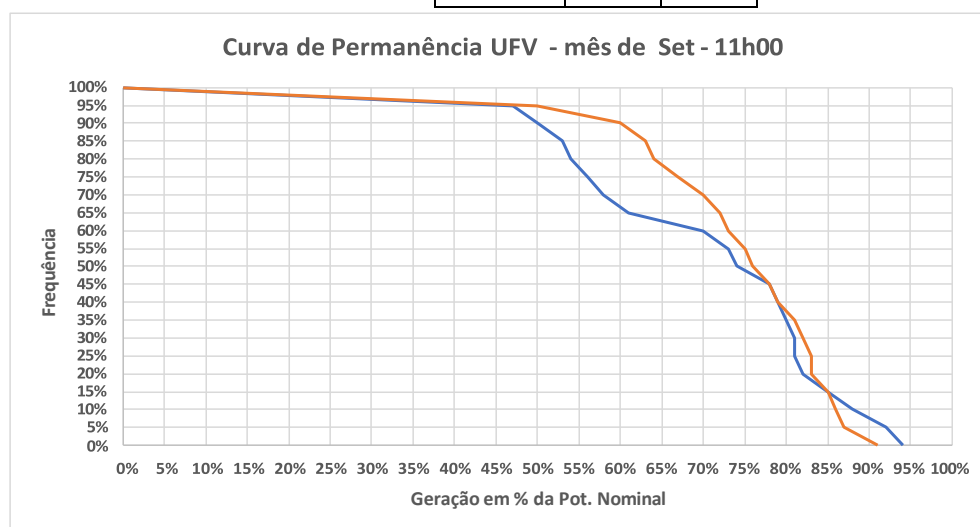


Tabela 4.8 – Curvas de Permanência para o mês de setembro – Gerações fotovoltaicas da região Nordeste (litoral e interior).

LEVANTAMENTO ESTATÍSTICO DAS GERAÇÕES SOLARES NA REGIÃO MINAS GERAIS

Estado

MG

▼

Valores de geração entre 11h e 13h

ANDESA

CONSULTORIA DE SISTEMAS
DE ENERGIA ELÉTRICA
DESDE 1998

Permanência	Set	
	11h a 13h	
	Interior	Litoral
P100%	91.9%	0.0%
P95%	89.2%	0.0%
P90%	87.6%	0.0%
P85%	87.0%	0.0%
P80%	86.1%	0.0%
P75%	85.4%	0.0%
P70%	84.4%	0.0%
P65%	83.5%	0.0%
P60%	81.7%	0.0%
P55%	80.2%	0.0%
P50%	78.3%	0.0%
P45%	76.9%	0.0%
P40%	74.4%	0.0%
P35%	70.9%	0.0%
P30%	68.5%	0.0%
P25%	66.4%	0.0%
P20%	64.6%	0.0%
P15%	61.6%	0.0%
P10%	58.4%	0.0%
P5%	50.8%	0.0%
P0%	20.9%	0.0%

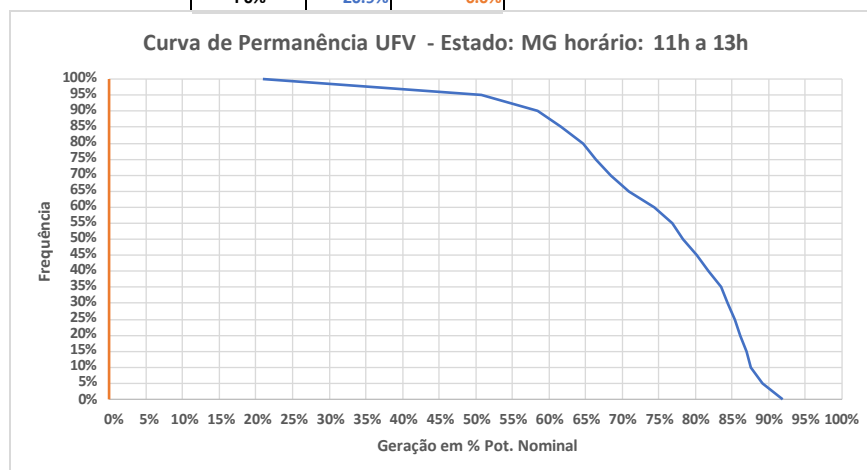


Tabela 4.9 – Curvas de Permanência para o mês de setembro – Gerações fotovoltaicas da região norte do estado de Minas Gerais.

LEVANTAMENTO ESTATÍSTICO DAS GERAÇÕES EÓLICAS REGIÃO NORDESTE



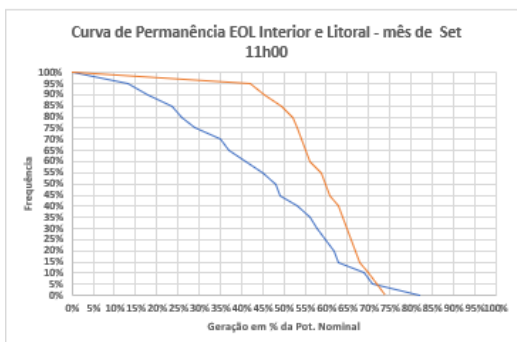
Mês analisado

→ SETEMBRO

Horário

→ 11h00

Permanência	Set 11h00	
	Interior	Litoral
P100%	82.0%	74.0%
P95%	71.0%	72.0%
P90%	69.0%	70.0%
P85%	63.0%	68.0%
P80%	62.0%	67.0%
P75%	60.0%	66.0%
P70%	58.0%	65.0%
P65%	56.0%	64.0%
P60%	53.0%	63.0%
P55%	49.0%	61.0%
P50%	48.0%	60.0%
P45%	45.0%	59.0%
P40%	41.0%	56.0%
P35%	37.0%	55.0%
P30%	35.0%	54.0%
P25%	29.0%	53.0%
P20%	26.0%	52.0%
P15%	23.5%	49.5%
P10%	18.0%	45.5%
P5%	13.2%	42.0%
P0%	0.0%	0.0%



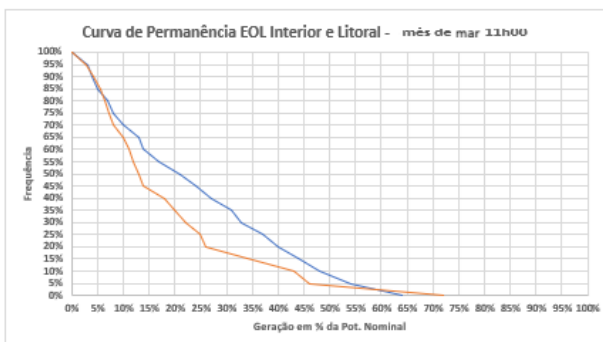
Mês analisado

→ MARÇO

Horário

→ 11h00

Permanência	Mar 11h00	
	Interior	Litoral
P100%	64.0%	62.0%
P95%	54.0%	49.0%
P90%	48.0%	39.0%
P85%	44.0%	35.0%
P80%	40.0%	30.0%
P75%	37.0%	28.0%
P70%	33.0%	26.0%
P65%	31.0%	24.0%
P60%	27.0%	21.0%
P55%	24.0%	20.0%
P50%	21.0%	19.0%
P45%	17.0%	17.0%
P40%	14.0%	15.0%
P35%	13.0%	11.0%
P30%	10.0%	9.0%
P25%	8.0%	7.0%
P20%	7.0%	6.0%
P15%	5.0%	5.2%
P10%	4.0%	4.2%
P5%	3.0%	3.0%
P0%	0.0%	0.0%



Tabelas 4.10 e 4.11 – Curvas de Permanência para os meses de setembro e março – Gerações eólicas da região Nordeste (litoral e interior).

4.1.5 Identificação da motivação dos cortes de geração por confiabilidade

A análise das inequações publicadas no Relatório Executivo da Programação Diária da Operação (REPDOE) permite identificar aquelas que, nos últimos 18 meses, apresentaram previsão de violação e resultaram em cortes de geração classificados como Confiabilidade (CNF).

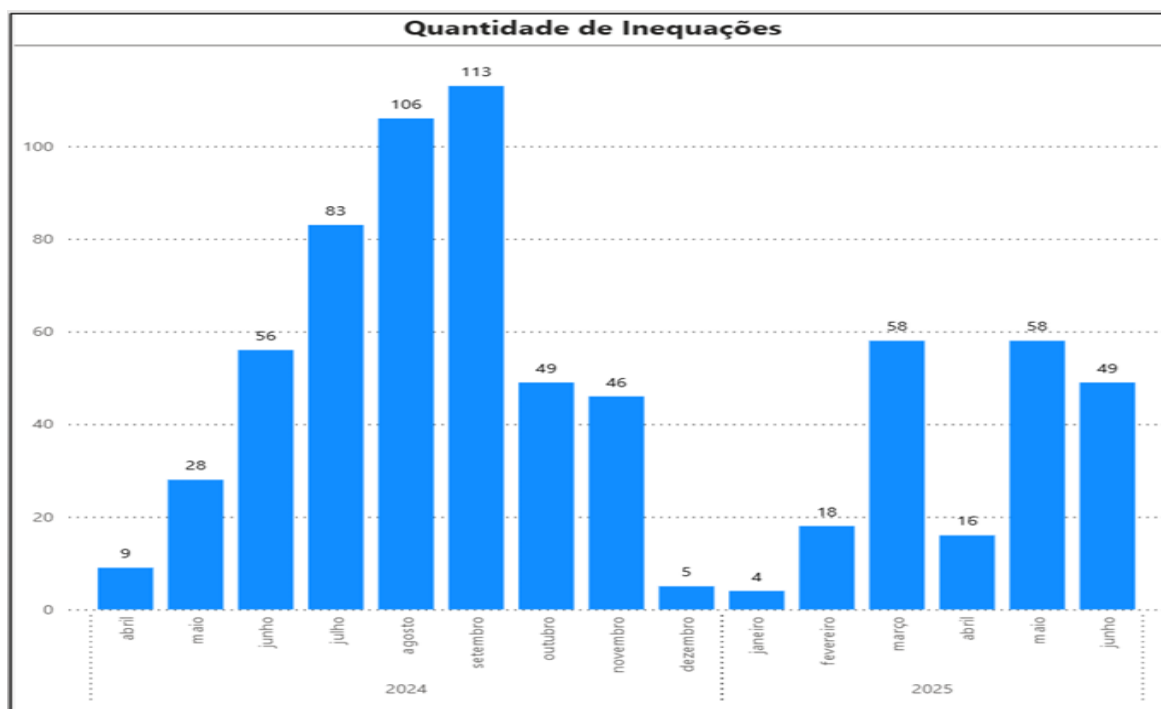


Figura 4.1 – Quantitativo de Inequações que, ao longo dos últimos meses (entre abril de 2024 a junho de 2025), foram responsáveis pelo corte de geração, classificados como Confiabilidade.

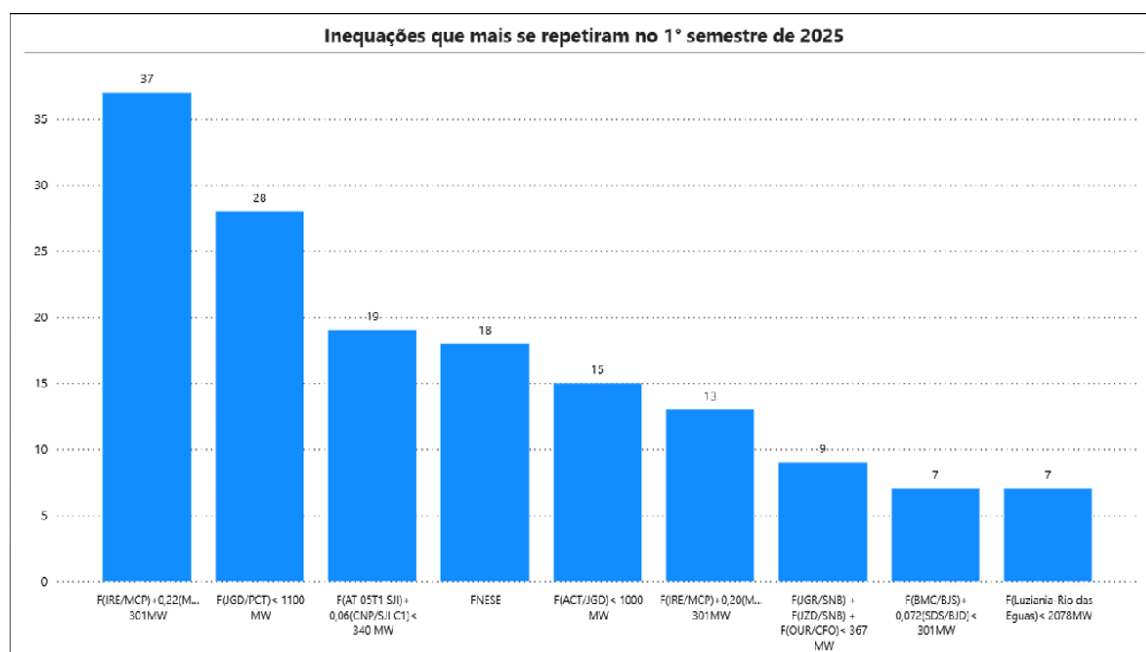


Figura 4.2 – Quantitativo das Inequações que mais se repetiram, ao longo do 1º Semestre 2025, e foram responsáveis pelo corte de geração, classificados como Confiabilidade (CNF)

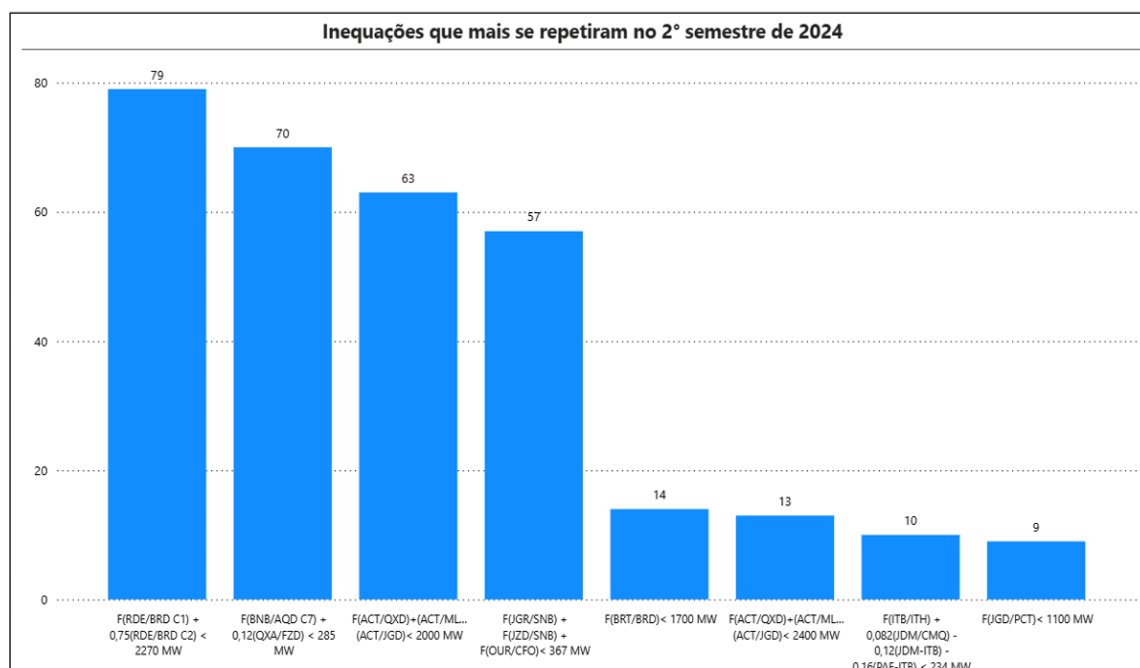


Figura 4.3 – Quantitativo das Inequações que mais se repetiram, ao longo do 2º Semestre 2024, e foram responsáveis pelo corte de geração, classificados como Confiabilidade (CNF).

Os quantitativos mostrados evidenciam que, no primeiro semestre do ano, predominam restrições de caráter mais localizado, enquanto no segundo semestre ganham relevância inequações associadas a grandes corredores de transmissão e à exportação de excedentes do Nordeste para outras regiões do SIN.

Merecem destaque as inequações “ $F(ACT/QXD) + F(ACT/MLG) + F(ACT/JGD)$ ” e “ $F(JGD/PCT)$ ”, que envolvem as subestações de Açú III, Quixadá, Jaguaruana e Milagres e que foram responsáveis por parte importante da exportação do excedente de geração da região Nordeste, com um total de 85 ocorrências de corte de geração por Confiabilidade (CNF) no 2º semestre de 2024.

Outra inequação que merece destaque no 2º semestre é “ $F(RDE/BRD\ C1) + 0,75 * F(RDE/BRD\ C2)$ ”, referente às subestações Rio das Éguas e Barreiras II, com um total de 79 ocorrências.

4.1.6 Avaliação de uma situação real de corte

Com o objetivo de validar dados e premissas, foi simulada uma situação real de corte de geração ocorrida em março de 2025. O dia 12/03/2025 foi selecionado por apresentar o maior volume de curtailment classificado como Confiabilidade naquele mês.

A análise consistiu em reconstruir, por meio de simulações de fluxo de carga, as condições operativas que prevaleceriam caso o corte de geração não tivesse sido realizado, permitindo identificar as inequações que seriam violadas.

Os resultados indicam elevada aderência entre os valores de corte indicados pelo REPDOE e aqueles obtidos por meio de simulação, conferindo robustez ao procedimento metodológico adotado.

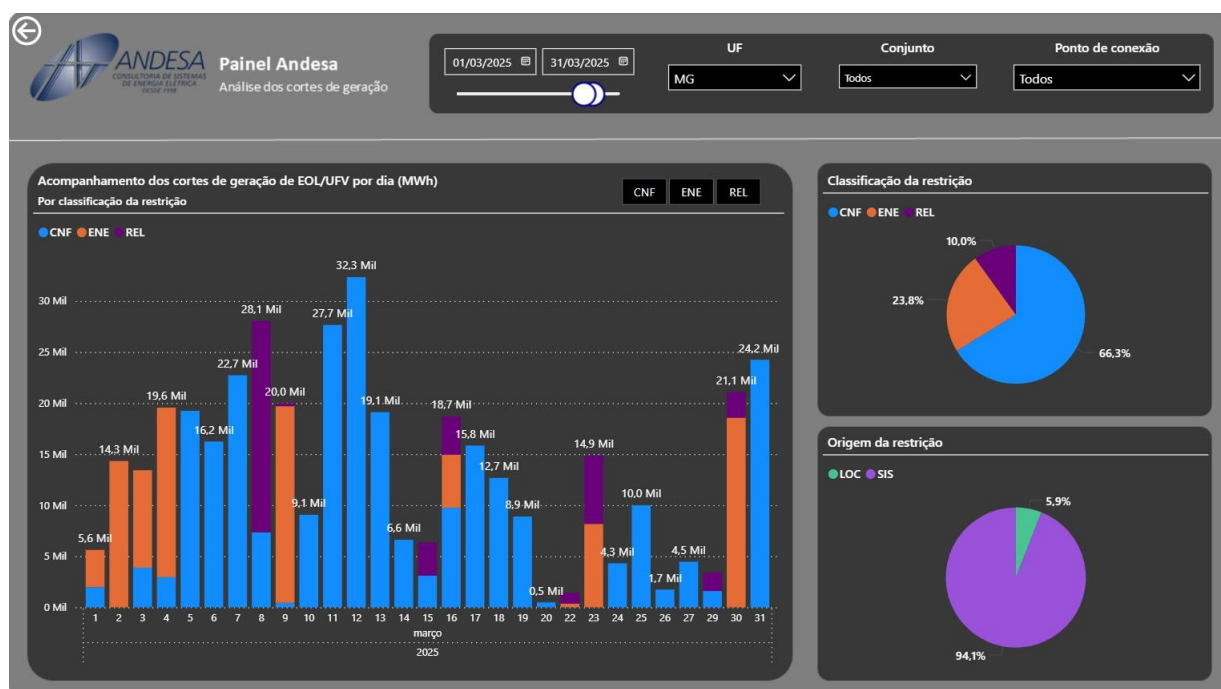


Figura 4.4 – Acompanhamento dos cortes de geração no mês de março de 2025.

Foi escolhido o dia 12/03/2025 por apresentar o maior valor de corte de geração classificado como Confiabilidade (CNF).

A figura a seguir apresenta o acompanhamento da geração registrada na SE Jaíba, com detalhes para a geração realizada (em azul), geração de referência (em verde) e corte de geração realizado (tracejado em amarelo).

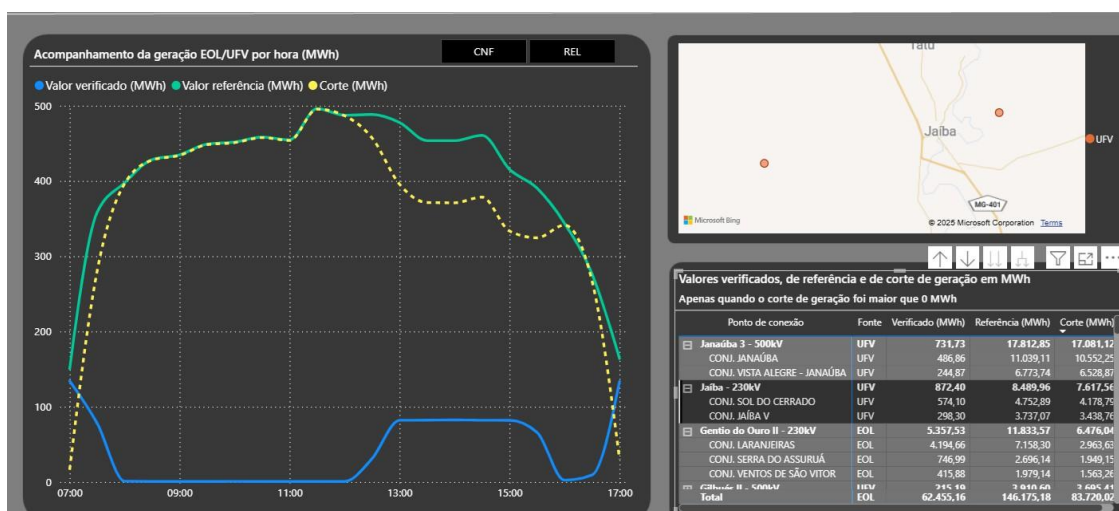


Figura 4.5 – Acompanhamento da geração (prevista, realizada e corte de geração) ocorrida na SE Jaíba, no dia 12 de março de 2025.

Para efeito desta avaliação, será representado o horário das 11:00h, quando já se registrava um corte de toda geração da SE Jaíba.

Nesse caso, procurou-se estabelecer, por meio de simulação de fluxo de carga, as condições operativas caso não tivesse havido o corte de geração, de forma a se identificar as inequações que não estavam atendidas naquele horário do dia 12/03/2025.

Com base nas informações disponibilizadas pelo ONS, foram levantados os dados de carga e geração, permitindo a obtenção dos fluxos de potência nos principais corredores de transmissão do SIN, com destaque para a interligação Nordeste/Sudeste (FNESE) e o FJUSC.

O diagrama apresentado a seguir mostra os fluxos FNESE e FJUSC ajustados para o horário das 6h (horário anterior à efetivação dos cortes de geração), com base nas informações disponíveis no site do ONS.

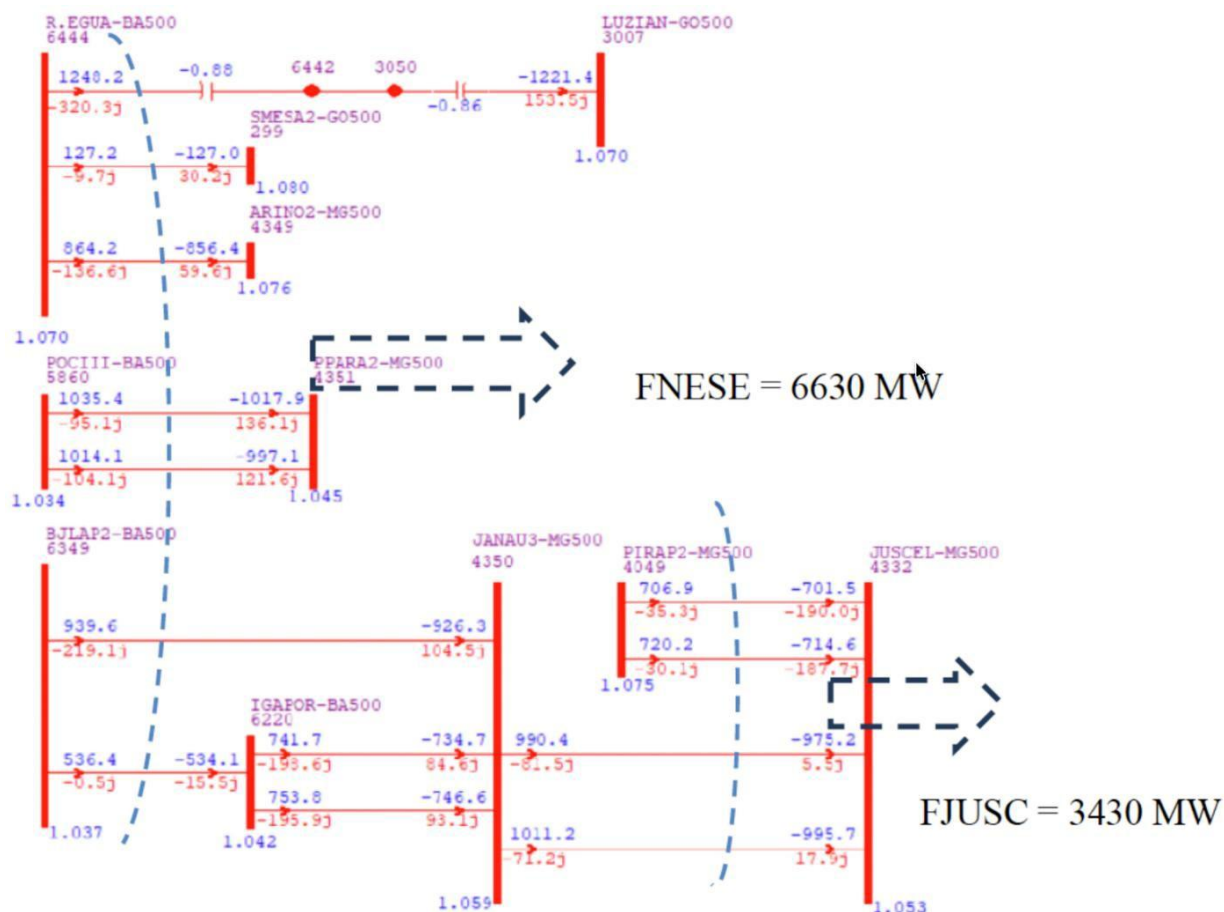


Figura 4.6 – Representação das condições operativas (fluxo de carga) no dia 12/03/2025 às 06:00h, a partir dos dados disponibilizados pelo ONS.

A figura a seguir apresenta o diagrama (FJUSC x FNESE) construído a partir das condições operativas do período analisado (fluxo bipolo Xingu, FNESE, FJUSC e cargas).

Observa-se que a parte interna do diagrama em questão representa a região de operação “segura”, onde são atendidos os requisitos de confiabilidade. O ponto em destaque (cor laranja) representa a condição operativa às 06:00h.

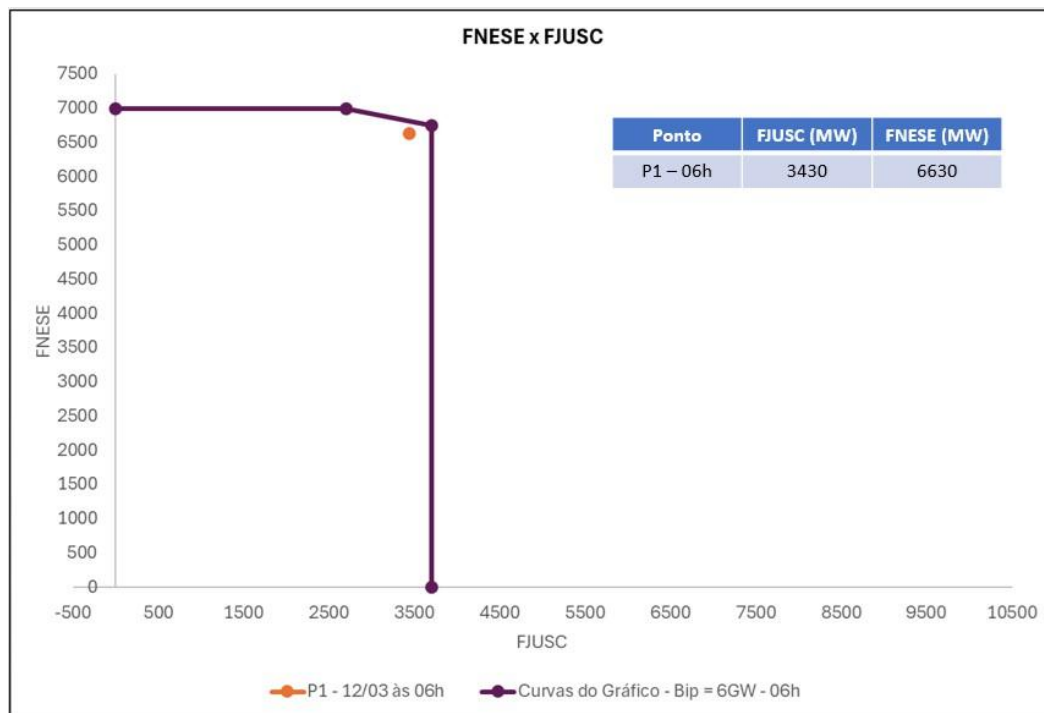


Figura 4.7 – Representação gráfica dos condicionantes para uma operação segura do SIN. O ponto P1 representa as condições operativas registradas às 06:00h do dia 12/03/2025.

A geração verificada às 06:00h se aproximou do patamar P60 na curva de permanência referente ao mês de março. Essa constatação foi utilizada para projetar a geração disponível às 11:00h, antes do corte realizado naquele dia.

A Tabela 4.11 a seguir apresenta a geração projetada às 11:00h, considerando a localização das usinas.

Agregador	Geração estimada (%) mês de <u>março</u> e considerando <u>P60%</u>
UFV-BA-INT	86,6
UFV-CE-INT	76,5
UFV-CE-LIT	75,7
UFV-RN-LIT	76,9
UFV-PI-INT	62,8
UFV-PE-INT	75
UFV-PB-INT	67,2
EOL-INT	27
EOL-LIT	21
UFV-MG	78,3

Tabela 4.11 – Geração projetada, em % da capacidade instalada, para às 11:00h do dia 12/03/2025 caso não tivesse havido corte

Com essa projeção de geração e a atualização dos dados de carga, foi simulada a hipotética condição de operação das 11:00h, na qual não é efetuado *curtailment*.

A Figura 4.8 apresenta o posicionamento do novo ponto de operação (P2).

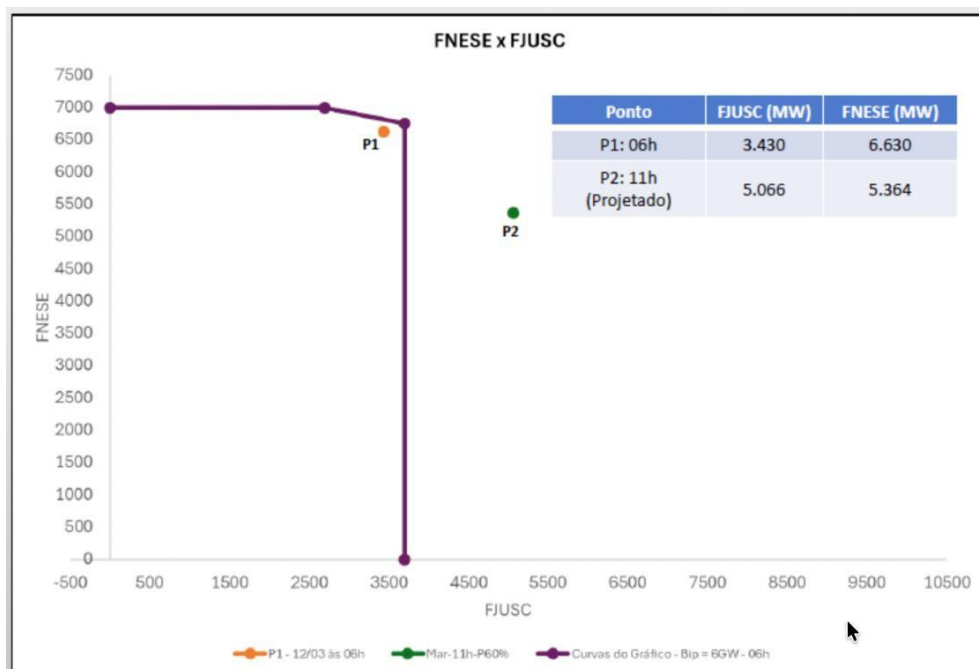


Figura 4.8 – Representação gráfica dos condicionantes para uma operação segura do SIN. O ponto P2 representa as condições operativas projetadas para às 11:00h do dia 12/03/2025.

Observa-se que o ponto de operação estimado para às 11h está fora da região “segura”, para ambas as curvas definidas pelas inequações que relacionam os fluxos FNESE e FJUSC. O corte de geração realizado nesse dia foi uma medida necessária para manter a operação do SIN em uma região segura.

Neste exercício, foram avaliadas diferentes opções de restabelecimento das condições seguras de operação. A Figura 4.9 resume os resultados encontrados.

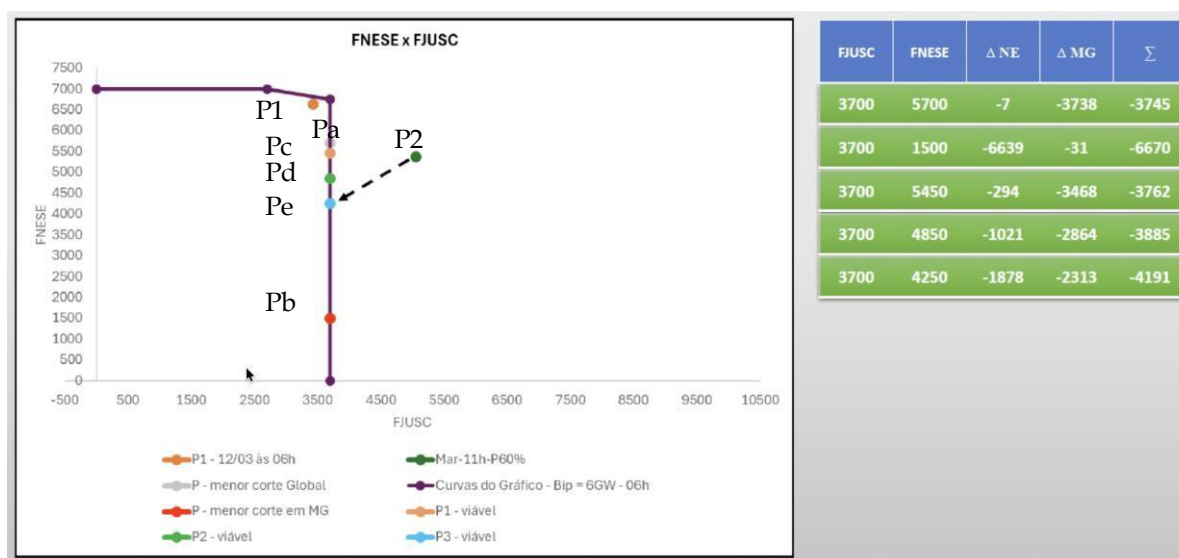


Figura 4.9 – Diferentes opções para restabelecer a segurança operativa às 11:00h do dia 12/03/2025.

O ponto de operação P2 com as projeções de carga e gerações previstas para às 11:00h indicava FNESE (5.364 MW) e FJUSC (5.066 MW), condição que não atendia os requisitos de confiabilidade.

Da figura 4.9, que apresenta vários pontos de operação correspondentes a diferentes ajustes na geração eólica e fotovoltaica para restabelecer a segurança operativa, cabe destacar três casos.

O primeiro ponto de operação apresentado que atende às inequações é o Pa, no qual o FNESE é de 5.700 MW e o FJUSC 3.700 MW. Esse ponto corresponde a um corte de geração no Nordeste de 7 MW e de 3.738 MW em Minas Gerais, representando o ajuste que acarreta o menor corte global de geração, num total de 3.745 MW.

O segundo ajuste testado que se mostrou viável, Pb, resultou em FNESE de 1.500 MW e FJUSC 3.700 MW. Neste caso, o corte de geração atingiu 6.639 MW no Nordeste e 31 MW em Minas Gerais, sendo o ajuste que apresenta o menor corte em Minas, acrescentando, entretanto, 2.925 MW ao mínimo corte global de geração.

O terceiro caso corresponde ao ponto Pc, com FNESE 5.450 MW e FJUSC 3.700 MW, correspondendo a um corte de geração de 294 MW no Nordeste e de 3.468 MW em Minas Gerais. Este ajuste reduz o corte de geração em Minas em 270 MW, sendo o corte global de geração 17 MW superior ao valor mínimo.

Observa-se que o REPDOE do dia 12/03/2025, indicava a necessidade de corte máximo de geração de 3.779 MW às 10:30h, por violação do fluxo FJUSC, conforme reproduzido a seguir:

** FJUSC: corte de 2.945 MW med às 07h e às 17h, máximo de 3.779 MW às 10h30 seguindo ordem de sensibilidade até Varzea Palma 4 - 345kV;*

Portanto, a indicação do REPDOE foi bastante próxima ao resultado obtido por meio de simulação, validando o procedimento seguido.

4.1.7 Inclusão das instalações de geração e transmissão até 2026

Com base na ata da 307ª Reunião do CMSE, realizada em 16/07/2025, foi identificado o aumento previsto da capacidade instalada na região Nordeste e em Minas Gerais até 2026, totalizando 4.655,96 MW, associado à entrada em operação de novas usinas centralizadas assim distribuídas por estado:

- 559,95 MW na Bahia;
- 1.035,54 MW no Piauí;
- 789,74 MW no Ceará;
- 579,53 MW no Rio Grande do Norte; e
- 1.691,20 MW em Minas Gerais.

As informações sobre as instalações de transmissão previstas para entrar em operação até 2026 também foram obtidas da Ata da 307ª Reunião do CMSE, de junho de 2025. Essa expansão afeta de maneira diferenciada as regiões analisadas, com impacto mais significativo nas inequações associadas ao escoamento da geração do norte de Minas Gerais.

A Tabela 4.12 mostrada a seguir relaciona as obras consideradas.

Transmissora	Código_Siget	Empreendimento	Ato legal	Conclusão informacões	Data Homologação
CHESF	T2019-074	Seccionamento da LT 500 kV Sobradinho - Luiz Gonzaga C2 na SE Juazeiro III	07/03/2023	11/09/2025	02/09/2026
CHESF	T2019-090	Seccionamento da LT 500 kV Luiz Gonzaga - Milagres C1 na SE Milagres II	04/05/2023	31/05/2026	31/05/2026
ISA ENERGIA BRASIL	T2022-029	LT Jales-BoaHora-Recapacitação para capacidades 249/293 MVA e sub. para raios conv. por OPGW.	13/10/2024	31/08/2026	31/08/2026
ISA ENERGIA BRASIL	T2022-030	LT Água Vermelha-BoaHora-Recapacitação para capacidades 249/429 MVA e adequações.	13/10/2024	31/08/2026	31/08/2026
MORRO DO	T2021-061-C	LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2 C1	31/03/2026	30/12/2025	30/12/2025
MORRO DO	T2021-061-D	LT 500kV Poções III - Medeiros Neto II C1	31/03/2026	30/07/2025	30/07/2025
EKTT 9	T2022-121-A	LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4, C1	30/09/2027	31/08/2025	06/11/2025
EKTT 9	T2022-121-B	LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4, C2, CS	30/09/2027	31/08/2025	06/11/2025
EKTT 9	T2022-121-C	LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3 - Araraquara 2 e SE 500 kV Nova Ponte 3	30/09/2027	30/11/2025	05/04/2026
EKTT 9	T2022-121-E	LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3, C2, CS	30/09/2027	30/11/2025	05/04/2026
EKTT 9	T2022-121-F	LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2, C2, CS	30/09/2027	30/11/2025	04/07/2026
EKTT 9	T2022-121-G	Seccionamento da LT 500 kV Itumbiara - Nova Ponte, C1, na SE Nova Ponte 3	30/09/2027	30/11/2025	05/03/2026
ISA ENERGIA BRASIL	T2022-122-A	LT Jaíba-Janaúba 6-Janaúba 3-CD; LT Jan.6-Capelinha 3-G.Valadares 6-C1 e SE Jan.6, Capel.3 e Jaíba	30/09/2027	26/02/2026	06/06/2026
ISA ENERGIA BRASIL	T2022-122-C	LT 500 kV Janaúba 6 - Capelinha 3 - C2 e LT 500 kV Capelinha 3 - Governador Valadares 6 - C2	30/09/2027	28/02/2026	06/07/2026
ASA BRANCA	T2023-183-A	LT 500kV Morro do Chapéu II - Poções III C2	29/03/2029	31/10/2025	06/11/2025
EDP NORTE NORDESTE 2	T2024-205-A	LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - Colinas C3	30/06/2029	30/11/2026	30/11/2026
EDP NORTE NORDESTE 2	T2024-205-B	LT 230 kV Ribeiro Gonçalves - Balsas, C2	30/06/2029	30/01/2026	30/01/2026

Tabela 4.12 – Instalações de transmissão previstas para entrada em operação até 2026 (Ata da reunião do CMSE de junho de 2025).

Do conjunto de obras mostrado na Tabela 4.12, destacam-se as obras que impactam as inequações associadas à região Nordeste e aquelas que alteram o escoamento das usinas localizadas nas SE Jaíba e Janaúba e, conseqüentemente, o fluxo FJUSC.

No primeiro grupo está a LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C3 enquanto no segundo estão:

- LT 500 kV Paracatu 4 – Nova ponte 3 – Araraquara 2 e SE Nova ponte 3;
- LT 500 kV Paracatu 4 – Nova ponte 3 C2;
- LT 500 kV Nova ponte 3 – Araraquara 2 C2;
- Seccionamento da LT 500 kV Itumbiara – Nova Ponte C1 na SE Nova Ponte 3;
- LT 500 kV Jaíba – Janaúba 6 – Janaúba 3 CD, LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3 – Governador Valadares 6 C1 e SE Janaúba 6, Capelinha 3 e Jaíba; e
- LT 500 kV Janaúba 6 – Capelinha 3 C2 LT 500 kV Capelinha 3 – Governador Valadares 6 C2.

Merece destaque a antecipação, de 2027/2029 para 2026, das obras associadas às novas subestações de Janaúba 6 e Capelinha 3 e aos novos circuitos de 500 kV que interligam as SE Jaíba, Janaúba 3, Janaúba 6, Capelinha 3 e Gov. Valadares 6.

4.1.8 Ajustes para representação do primeiro semestre de 2026

A preparação do caso representativo do primeiro semestre de 2026 considerou características típicas desse período, como elevada geração hidrelétrica no Norte, menor geração eólica no Nordeste e elevados fluxos nos bipolos de Belo Monte.

Observa-se que as obras na região Nordeste previstas para entrada em operação no primeiro semestre de 2026 não alteram significativamente as inequações que tangibilizam os requisitos de confiabilidade. Dessa forma, é razoável considerar as inequações vigentes na avaliação de restrições de geração por confiabilidade no início de 2026.

Os resultados alcançados indicam baixa probabilidade de ocorrência de curtailment por confiabilidade em grande parte dos estados do Nordeste, enquanto Bahia e Minas Gerais apresentam risco significativamente mais elevado, refletindo limitações estruturais de transmissão.

O caso de fluxo de carga foi ajustado de modo a garantir o atendimento a todas as inequações, o que resultou nos percentis de geração, conforme Curvas de Permanência para o mês de março, indicados a seguir:

- Para os estados Piauí, Ceará, Paraíba, Maranhão, Pernambuco e Rio Grande do Norte – geração correspondente ao percentil P75; e
- Para os estados Bahia e Minas Gerais, considerou-se a geração correspondente ao percentil P45.

Dessa forma, espera-se reduzida probabilidade de corte de geração por confiabilidade (CNF) no primeiro semestre de 2026 nos estados de Piauí, Ceará, Paraíba, Maranhão, Pernambuco e Rio Grande do Norte. Considerando o percentil despachado de P75, o risco de corte é da ordem de 25%.

Para os estados da Bahia e Minas Gerais, o percentil ajustado pelas Curvas de Permanência foi o P45, isso corresponde a um risco de corte de 55%.

4.1.9 Ajustes para representação do segundo semestre de 2026

No segundo semestre, as condições operativas se alteram substancialmente, com maior geração eólica no Nordeste e redução da exportação de energia a partir da região Norte. Nesse contexto, os limites associados às interligações estruturais tornam-se mais restritivos.

Os resultados indicam probabilidade elevada de curtailment por confiabilidade em estados como Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco, enquanto a expansão da transmissão em Minas Gerais contribui de forma relevante para a redução dos cortes nessa região.

Observa-se que devido à presença dos novos circuitos na área Minas, espera-se que o valor limite do FNESE seja um pouco superior ao atual. Neste exercício, o valor ajustado está cerca de 250 MW ao valor limite estabelecido sem esses circuitos. Esse acréscimo foi confirmado por uma análise dinâmica expedita.

Os percentis ajustados, conforme Curvas de Permanência para o mês de setembro, que garantam a não violação das inequações, foram:

- P10 para os estados de Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco;
- P55 na Bahia, Ceará e Piauí; e
- P60 para Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso do Sul e São Paulo.

Com o intuito de avaliar o efeito das instalações de transmissão em construção no estado de Minas Gerais, foi determinado o despacho que não provoca violação das inequações em duas situações: com e sem as obras de transmissão em 2026.

A tabela 4.13 apresenta os despachos, em percentis, nas usinas eólicas e fotovoltaicas, que não violam inequações nas duas situações analisadas.

Locais	Despacho (Percentil)	
	Com as obras de transmissão em Minas	Sem as obras de transmissão em Minas
Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco	P10	P10
Bahia, Ceará e Piauí	P55	P25
Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso do Sul e São Paulo	P60	P5

Tabela 4.13 – Efeito das obras de transmissão previstas para o segundo semestre de 2026 em Minas Gerais no despacho limite das eólicas e fotovoltaicas que não violam inequações (Percentil).

De posse desses percentis, é possível estimar o impacto das obras previstas no despacho das gerações eólicas e solares, no segundo semestre de 2026, conforme mostrado na tabela seguir:

Unidades da federação	Despacho das UFV e EOL com inequações atendidas (MW)		
	Com obras em MG	Sem obras em MG	Diferença
RN - PB - PE	7.904	7.904	0
BA - CE - MA - PI	16.455	14.035	2.420
GO - MG - MS - SP	9.726	5.949	3.777
Total	34.085	27.888	6.197

Tabela 4.14 – Efeito das obras de transmissão previstas para o segundo semestre de 2026 em Minas Gerais no despacho limite das eólicas e fotovoltaicas que não violam inequações (MW).

Pelos dados apresentados na tabela anterior, estima-se uma redução no corte de geração de cerca de 6.200 MW (carga média - setembro de 2026), considerando a presença das obras previstas para o ano 2026.

Por sua vez, não estão previstas obras de transmissão que acarretem impactos importantes na região Nordeste, o que deve manter as principais inequações sem alterações significativas, especialmente na região do Rio Grande do Norte.

A entrada em operação do 3º circuito em 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves deve demandar ajustes no grupo de inequações indicados a seguir:

$$\begin{aligned}
 &F(RG-CO C2) + 0,54 * F(RG-CO C1) < 1.935 \text{ MW} \\
 &F(SJP-RG C1) + 0,46 * F(SJP-RG C2) < 1.935 \text{ MW} \\
 &F(SJP-BEA) + 0,31 * (F(SJP-RG C1) + F(SJP-RG C2)) - 0,18 * GCorte NE < 2.000 \text{ MW} \\
 &FGBMC + 0.19 * FRGCO - 0.21 * GCORTE NE \leq 1500 \text{ MW}
 \end{aligned}$$

A inequação “ $F(RG-CO C2) + 0,54 * F(RG-CO C1) < 1935 \text{ MW}$ ”, provavelmente será eliminada. Entretanto, no cenário Nordeste exportador, a presença desse terceiro circuito Colinas - Ribeiro Gonçalves acarretará elevação de fluxos nos circuitos São João de Piauí - Ribeiro Gonçalves, com indicativo de impacto na necessidade de corte de geração pelas inequações:

“ $F(SJP-RG C1) + 0,46 * F(SJP-RG C2) < 1935 \text{ MW}$ ” e,

$$“F(SJP-BEA) + 0,31 * (F(SJP-RG C1) + F(SJP-RG C2)) - 0,18 * GCorte NE \leq 2000 MW”.$$

4.1.10 Simulações dinâmicas

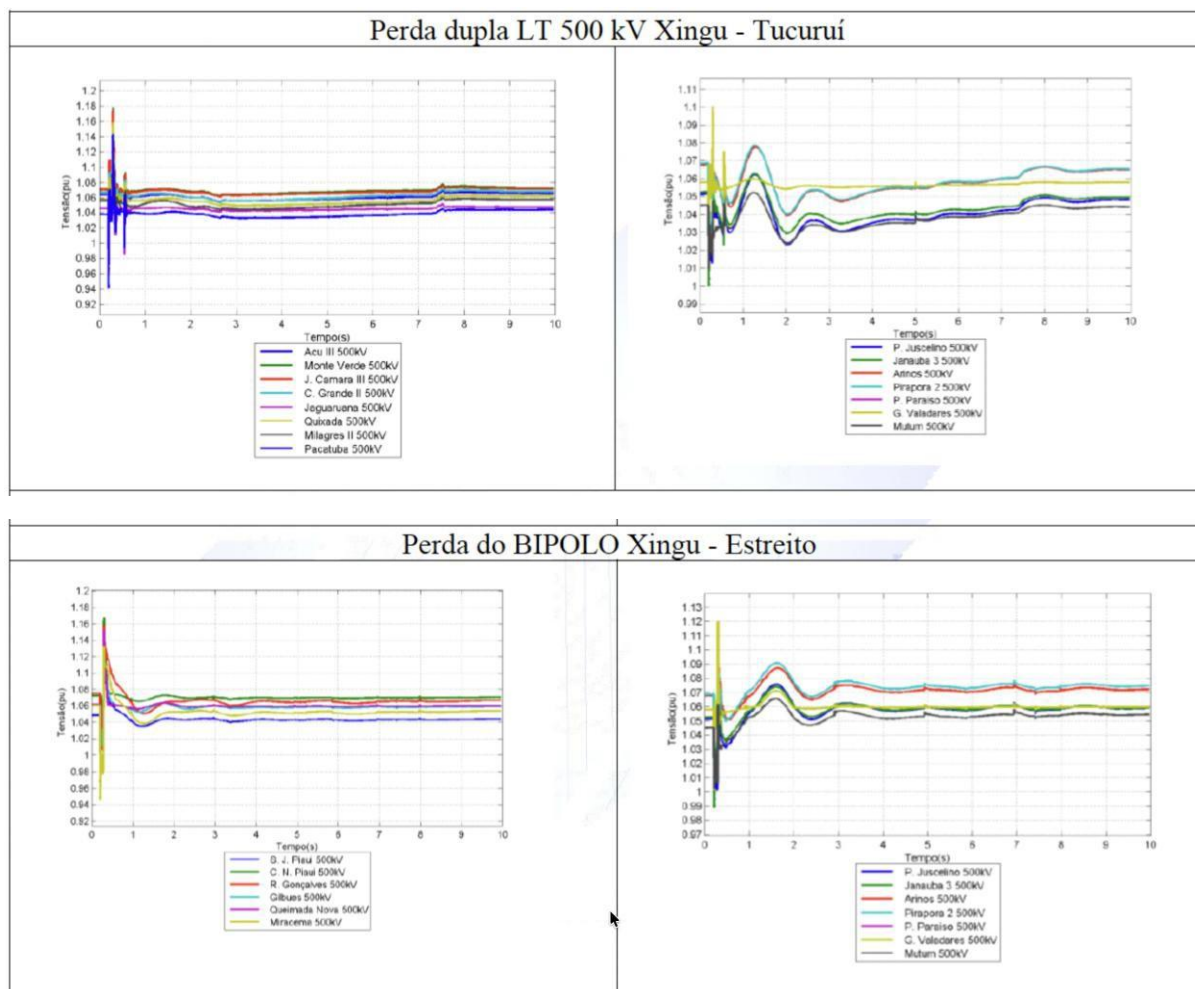
Para confirmar os despachos de geração ajustados sem a violação de inequações, conforme item anterior, foram realizadas simulações dinâmicas, considerando a configuração prevista para o 2º semestre de 2026. Nessas simulações, buscou-se avaliar o comportamento do SIN frente a um elenco de distúrbios na transmissão, em linha com estudos desenvolvidos pelo ONS.

Distúrbios na transmissão analisados	
Perda dupla da LT 500 kV Miracema - Gurupi C1 e C2	Perda dupla da LT 500 kV São João do Piauí - Sobradinho C2 e C5;
Perda dupla da LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C1 e C2	Perda dupla da LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II C8 e C9
Perda dupla da LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves C1 e C2	Perda dupla da LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III C1 e C2
Perda dupla da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - S. J. Piauí C3 e C4	Perda dupla da LT 500 kV Tucuruí - Xingu C1 e C2;
Perda dupla da LT 500 kV Miracema - Gurupi C1 e C2	Perda do Bipolo Xingu - Estreito

Tabela 4.15 – Distúrbios na transmissão analisados nas simulações dinâmicas.

Os resultados obtidos indicaram comportamento satisfatório do sistema, sem ocorrência de colapso de tensão ou instabilidade dinâmica, confirmando a adequação dos despachos ajustados nos estudos de regime permanente.

A título de ilustração, são apresentados a seguir os resultados de algumas das emergências simuladas.



Figuras 4.11 e 4.12 – Comportamento da malha de 500 kV do SIN em emergências.

4.1.11 Resumo e Conclusões

A aplicação do método proposto ao horizonte de 2026 permitiu identificar diferenças significativas entre o primeiro e o segundo semestres, tanto em termos de magnitude quanto de distribuição espacial do curtailment por confiabilidade.

Os resultados reforçam a importância das expansões de transmissão previstas, em especial em Minas Gerais, e evidenciam a elevada exposição de determinadas regiões do Nordeste a cortes recorrentes de geração no segundo semestre do ano.

Os principais resultados obtidos são resumidos a seguir.

- a) Expectativas para a operação do SIN no 1º semestre de 2026
 - As obras de transmissão previstas não influenciam as inequações do Rio Grande do Norte e, portanto, o *curtailment* nas usinas localizadas nesse estado;

- Os despachos que garantem a não violação de inequações são:
 - i. Estados PI, CE, PB, MA, PE e RN: Percentil P75, correspondente ao despacho físico das eólicas de 37% (interior) e 28% (litoral) e para as usinas fotovoltaicas de 82% (CE/RN), 68% (PI), 75% (PB) e 81% (PE).
 - ii. Estados BA e MG: Percentil P45, correspondente ao despacho físico de 17% das eólicas e de 73% para as fotovoltaicas em Minas Gerais e de 82 % na Bahia.
- Com base no percentil estimado que leva à operação sem violações de inequações, estima-se em 25% a probabilidade de ser necessário efetuar *curtailment* por confiabilidade, em configuração normal do Sistema, nos Estados Piauí, Ceará, Paraíba, Maranhão, Pernambuco e Rio Grande do Norte.
- Para as usinas localizadas na Bahia e em Minas Gerais, a probabilidade de corte de geração por confiabilidade se situa na ordem de 55%.

b) Expectativas para a operação do SIN no 2º semestre de 2026

- As obras de transmissão previstas pouco influenciam as inequações do Rio Grande do Norte e, portanto, o *curtailment* nas usinas localizadas nesse estado.
- Por outro lado, há expectativa de que as usinas localizadas em Minas Gerais possam ser despachadas em montantes mais elevados e que haja um aumento do limite do FNESE.
- Os despachos que garantem a não violação de inequações são:
 - i. estados PB, PE e RN: Percentil P10, correspondente ao despacho físico das eólicas de 18% (interior) e 46%(litoral) e para as usinas fotovoltaicas de 50% (interior) e 60% (litoral);
 - ii. estados BA, CE, MA e PI: Percentil P55, correspondente ao despacho físico das eólicas de 49% (interior) e 61%(litoral) e para as usinas fotovoltaicas de 78% (interior e litoral); e
 - iii. estado MG: Percentil P60, correspondente ao despacho físico das eólicas de 53% e para as usinas fotovoltaicas de 81,7%.
- Pelos valores apresentados, prevê-se alta probabilidade de corte de geração classificado como Confiabilidade (risco de 90%), para as usinas localizadas nos estados Paraíba, Pernambuco e Rio Grande do Norte.
- Para as usinas localizadas nos estados Bahia, Ceará, Maranhão e Piauí, a probabilidade de corte de geração se situa na ordem de 45%.

- A probabilidade de corte de geração nas usinas situadas em Minas Gerais é de 40%.
- É importante destacar que, se houver atraso nas obras previstas para Minas Gerais, haverá restrições importantes ao despacho das usinas na região norte desse estado. No caso de atraso da transmissão, estima-se que o percentil P5 seja o despacho limite para se evitar violações de inequações, o que corresponde a 95% de probabilidade de haver corte de geração.

4.2 Horizonte 2029

4.2.1 Premissas para os estudos referente ao ano 2029

4.2.1.1 Configuração

Neste exemplo, foram utilizadas as configurações consideradas nos estudos do PAR PEL 2024 - Ciclo 2025-2029, as quais tiveram por base as datas definidas na reunião de setembro de 2024 do acompanhamento da expansão da transmissão, coordenadas pela ANEEL (SFT). A Tabela 4.16 a seguir apresenta as obras consideradas, com destaque em amarelo claro, para as linhas de interligação. A configuração estudada, para o ano de 2029, foi a configuração 6.

Empreendimento	Interligação ou subsistema	Mês considerado	Configuração/ Período
Sistema Atual + SE Medeiros Neto 500/230 kV e LT 500 kV Poções III – Medeiros Neto II	Nordeste		1 Jan a Mar/25
LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva C1	Nordeste - Sudeste	Abr/25	2 Abr a Jun/25
SE 500 kV Nova Ponte 3 + LT 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4 – Nova ponte 3 – Araraquara 2 C1 e C2	Sudeste / Centro-Oeste	Mai/25	3 Jul/25 a Set/27
SE 500 kV Buritizeiro 3 + LT 500 kV Buritizeiro 3 – Pirapora C1 e C2 + LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gotardo 2 + LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará C1 + LT 500 kV Presidente Juscelino – Vespasiano 2 C1 e C2 + LT 500 kV Itabirito 2 – Santos Dumont 2	Sudeste / Centro-Oeste	Out/27	4 Out/28 a Set/29
SE 500 kV Jaíba, Janaúba 6 e Capelinha 3 + LT 500 kV Jaíba – Janaúba 6 – Capelinha 3 – Governador Valadares 6 C1 e C2 + LT 500 kV Janaúba 6 – Janaúba 3 C1 e C2 + LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2			
LT 500 kV Janaúba 6 – Presidente Juscelino C1	Sudeste / Centro-Oeste	Out/28	5 Out/28 a Set/29
LT 500 kV Buritizeiro 3 – São Gonçalo do Pará C2	Sudeste / Centro-Oeste		
LT 500 kV Xingó – Camaçari II C1 e C2	Nordeste		
LT 500 kV Marimbondo 2 – Campinas	Sudeste / Centro-Oeste	Out/29	6 Out/29 a Dez/29
LT 500 kV Juazeiro III – Campo Formoso II – Barra II	Nordeste		
LT 500 kV Correntina – Arinos 2 C1	Nordeste – Sudeste		
SE 500 kV Barra II CS (-200, 300) MVar + LT 500 kV Buritirama – Barra II	Nordeste		

Empreendimento	Interligação ou subsistema	Mês considerado	Configuração/ Período
Seccionamento da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Rio das Éguas na SE Correntina, LT 500 kV	Nordeste		
LT 500 kV Gentio do Ouro II – Bom Jesus da Lapa II C2 e C3	Nordeste		
LT 500 kV Jaíba – Buritizeiro C1 e C2	Sudeste / Centro-Oeste		
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Jaíba C1 e C2	Nordeste – Sudeste		
LT 500 kV Medeiros Neto – João Neiva 2 C2	Nordeste – Sudeste		
LT 500 kV Morro do Chapéu – Poções C2	Nordeste		
LT 500 kV João Neiva 2 – Viana C2	Sudeste / Centro-Oeste		
LT 500 kV Governador Valadares – Leopoldina – Terminal Rio C1 e C2	Sudeste / Centro-Oeste		
LT 500 kV Colinas – Ribeiro Gonçalves C3	Norte – Nordeste		
LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí II C3, LT 500 kV Curral Novo do Piauí – São João do Piauí	Nordeste		
SE Teresina IV seccionando a LT Teresina II – Tinguá, LT 500 kV Teresina IV – Crateús – Quixadá	Nordeste		

Tabela 4.16 – Configurações estudadas pelo PAR PEL 2024 - Ciclo 2025-2029, com destaque para a configuração 6 (seis), objeto das simulações representativas do ano 2029.

4.2.1.2 Limites das interligações

Os limites operacionais definidos nas Instruções de Operação (IO), atualmente utilizados para restringir a geração por requisito de confiabilidade, têm origem nos estudos de estabilidade eletromecânica realizados para a configuração de transmissão vigente. Para analisar horizontes futuros (ano 2029), a melhor informação disponível

sobre os limites operacionais é aquela publicada nos relatórios do PAR/PEL, no caso deste exercício, o PAR PEL 2024 - Ciclo 2025-2029.

Fluxo	Limite na configuração 6 (dez/29) no patamar máximo diurno
<u>ExpNE</u>	18.000 MW
FNESE	12.000 MW
FNEN	7.500 MW
Bip + FNS + FNESE	17.000 MW

*Tabela 4.17 – Limites das Interligações. Configuração 6 (seis)
PAR PEL 2024 - Ciclo 2025-2029*

4.2.1.3 Ajustes na base de dados

As análises de desenvolvidas, tomando como referência o mês de setembro de 2029, utilizaram como base o caso de referência divulgado pelo ONS (PAR PEL 2024 - Ciclo 2025-2029), com as seguintes modificações, visando melhor representar o cenário energético do segundo semestre do ano:

- Redespacho das UHE do Norte;
- Alteração no fluxo dos bipolos de Xingu para 5GW;

O diagrama simplificado mostrado a seguir, mostra as Interligações Nordeste-Sudeste-Centro Oeste e Norte/Nordeste -2029. *Fonte: ONS*

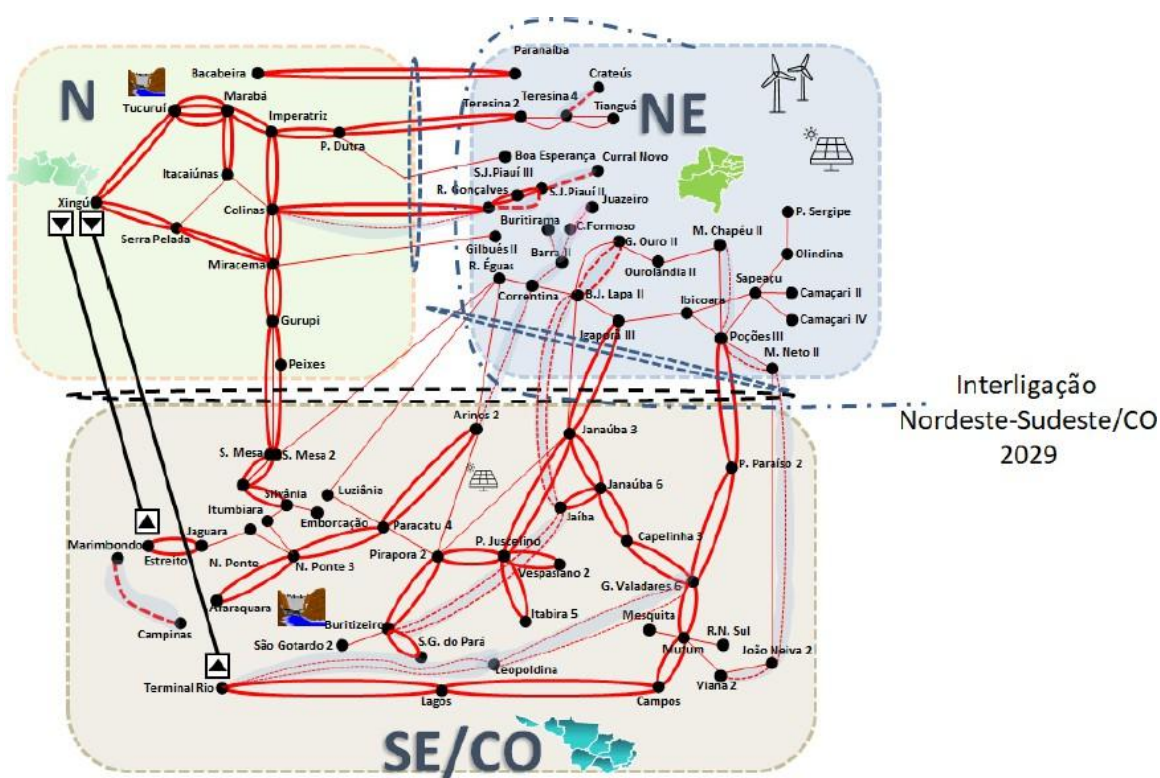


Figura 4.13 – Diagrama simplificado com destaque nas Interligações. Configuração 6 (seis) - PAR PEL 2024 - Ciclo 2025-2029.

4.2.2 Comparação dados de geração EOL e UFV entre 2026 e 2029

A tabela mostrada a seguir apresenta uma comparação entre as gerações EOL e UFV consideradas.

UF	Potência Instalada - CUST assinado (MW)			
	2026	2029	Diferença	%
BA	14436	16496	2061	14%
CE	4894	5076	181	4%
PB	4037	4037	0	0%
PE	2084	2084	0	0%
PI	7933	9572	1640	21%
RN	12920	12968	48	0%
MG	9848	16629	6780	69%
GO	569	1328	759	134%
MS	491	887	396	81%
SP	1161	1161	0	0%
		Total	11866	

Tabela 4.18 – Comparação das gerações de EOL e UFV consideradas nos estudos – CUST assinados (MW).

Observa-se a expectativa de crescimento na potência instalada de cerca de 11,9 GW entre 2029 e 2026.

4.2.3 Desenvolvimento das análises - Ano 2029

O relatório do PAR PEL 2024 - Ciclo 2025-2029 aponta a existência de emergências que acarretam colapso de tensão na rede de transmissão localizada nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte, mesmo após a entrada em operação das obras estruturantes previstas para o ano de 2029. As emergências mais críticas são curto-circuito seguido da abertura dos circuitos 500 kV Jaguaruana – Pacatuba, Açu III – Morada Nova, Crateús – Quixadá e Crateús – Teresina IV.

Como solução conjuntural, o referido relatório indica a necessidade de restrição de geração eólica e fotovoltaica no Nordeste, especialmente nos estados do Ceará e do Rio Grande do Norte.

Neste contexto, e considerando que para 2029 não há Instruções de Operação definidoras dos limites operativos, foi adotado o procedimento descrito a seguir com o objetivo de encontrar percentis de despacho de geração eólica e fotovoltaica que

garantam, de forma limítrofe, a operação segura do SIN, sem riscos de colapso de tensão após distúrbios na rede:

- inicialmente são estimados percentis de despacho nas usinas eólicas e fotovoltaicas com base nos levantamentos estatísticos (Curva de Permanência – referência: Mês de setembro – 11 horas);
- considerando os percentis estimados, são realizadas simulação de regime permanente (fluxo de carga) e eletromecânicas para algumas emergências balizadoras, de modo a avaliar a ocorrência de colapso de tensão;
- não havendo colapso de tensão, os percentis das gerações eólicas e fotovoltaicas são aumentados até encontrar um conjunto que acarrete colapso de tensão; e
- havendo colapso de tensão, os percentis das gerações eólicas e fotovoltaicas são reduzidos até se obter um conjunto de percentis que garanta uma operação segura.

As análises referentes à configuração de transmissão de 2029 foram realizadas considerando as principais contingências definidoras dos limites operativos, conforme divulgado no relatório do PAR PEL. A tabela a seguir apresenta as contingências analisadas.

Contingências analisadas	
LT 500 kV Miracema - Gurupi C1 e C2	Bipolo Xingu - Estreito
LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa C1 e C2	LT 500kV Pacatuba – Jaguaruana C1
LT 500 kV Colinas - Ribeiro Gonçalves C1 e C2	LT 500kV Morada Nova - Açú III C2
LT 500 kV São João do Piauí - Sobradinho C2 e C5	LT 500kV CRATEUS - TERESINA IV C1
LT 500 kV Presidente Dutra - Teresina II C8 e C9	LT 500kV CRATEUS – QUIXADA C1
LT 500 kV Bacabeira - Parnaíba III C1 e C2	
LT 500 kV Tucuruí - Xingu C1 e C2	

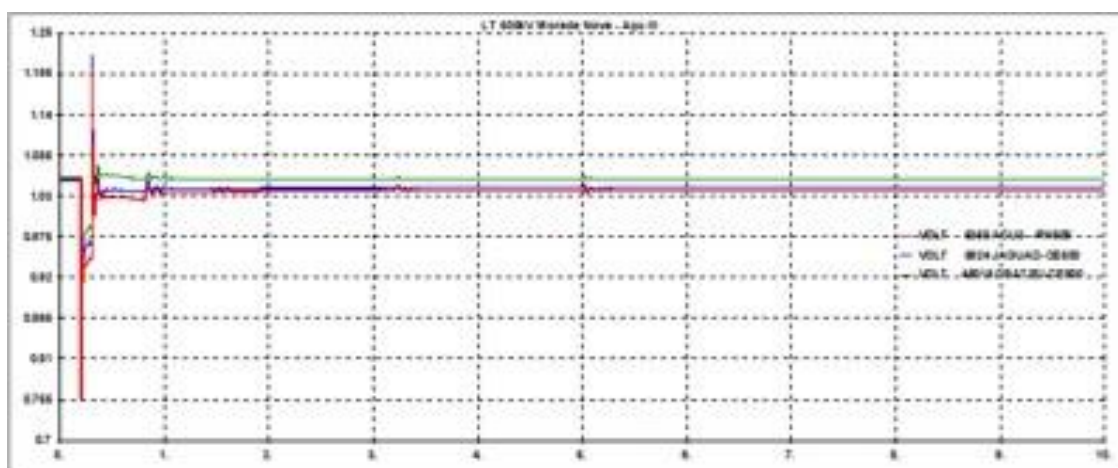
Tabela 4.19 – Conjunto de emergências analisadas através de simulações eletromecânicas

Após as simulações, o percentil limítrofe encontrado foi P35 para os geradores localizados na Paraíba, no Ceará e no Rio Grande do Norte e P40 nos geradores dos demais estados.

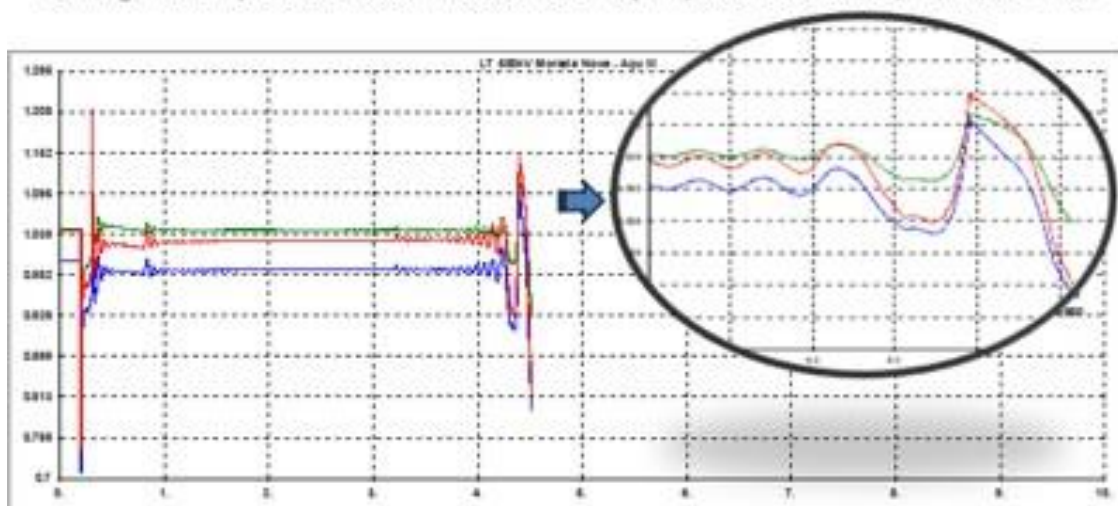
A título de ilustração, são mostrados, a seguir, alguns resultados das simulações eletromecânicas.

Emergência de perda LT 500 kV Morada Nova – Açú III

Nos gráficos a seguir observa-se uma resposta satisfatória para o caso analisado de setembro de 2029, considerando o percentil P35 para os geradores localizados na PB, RN e CE e o percentil P40 para os geradores situados nos demais estados, diante das emergências simuladas. Em seguida, mostramos os resultados caso se eleve o percentil dos estados PB, RN e CE, evidenciando a características de colapso de tensão.



Contingência Simples da LT 500kV Morada Nova - Açú III para o Caso set/29, PB/RN/CE = P35



Contingência Simples da LT 500kV Morada Nova - Açú III para o Caso set/29, PB/RN/CE = P40

Figura 4.14 – Emergência LT 500 kV Morada Nova – Açú III – setembro de 2029

Emergência de perda LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2

Observa-se uma resposta satisfatória para o caso analisado de setembro de 2029, considerando o percentil P35 para os geradores localizados na PB, RN e CE, e o percentil P40 para os geradores situados nos demais estados, diante das emergências simuladas. Em contrapartida, observa-se instabilidade de tensão para o percentil P50 no despacho das fontes renováveis localizadas nos demais estados, diante dessa mesma contingência analisada.

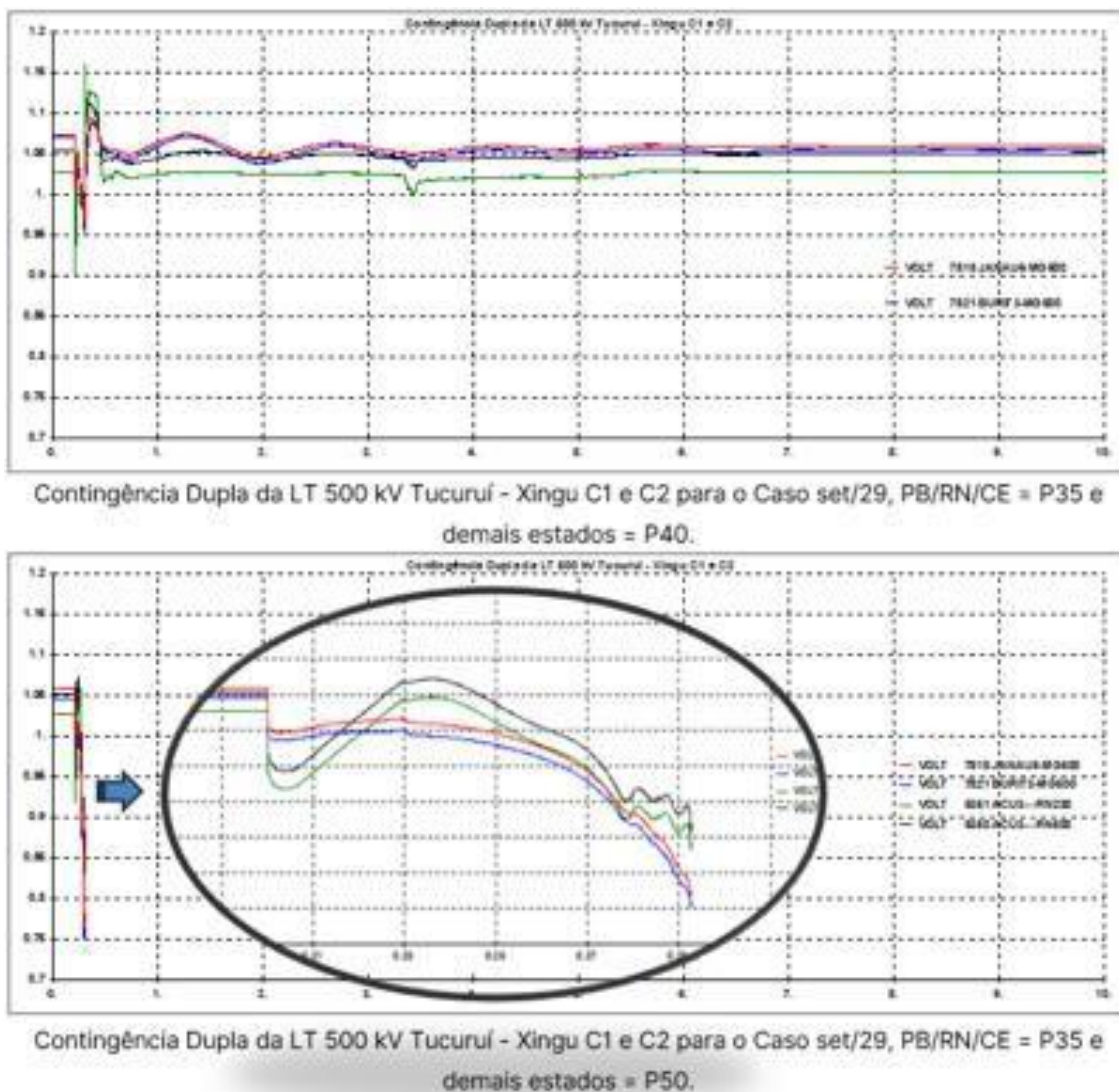


Figura 4.15 – Emergência LT 500 kV Tucuruí – Xingu C1 e C2 – setembro de 2029.

4.2.4 Dados de geração: CUST assinado x base RALIE (filtros)

Com o objetivo de considerar nas análises apenas as usinas com maior probabilidade de entrar em operação, foram aplicados os seguintes filtros na base de dados de usinas disponibilizada pela ANEEL por meio do sistema RALIE:

- Empreendimento com viabilidade alta ou média;
- Cronograma de obras normal ou adiantado;
- Ano de entrada em operação considerado foi Maior previsão OC (operação comercial);

Os resultados apontam para uma redução importante da geração prevista, em relação à base de dados original, considerada nas simulações. A tabela a seguir resume os resultados encontrados.

UF	Usinas com CUST assinado (MW)	Usinas - base Rallie (MW)	Diferença (MW)	%
BA	16.496	15.993	504	3%
CE	5.076	4.470	605	12%
PB	4.037	3.353	684	17%
PE	2.084	2.138	-54	0%
PI	9.572	7.183	2.389	25%
RN	12.968	12.887	81	1%
MG	16.629	14.387	2.242	13%
GO	1.328	1.328	0	0%
MS	887	652	235	26%
SP	1.161	1.039	122	10%
Total	70.238	63.430	6.808	10%

Tabela 4.20 – Comparação das usinas selecionadas para 2029 a partir do CUST ASSINADO x Filtro Base RALIE

Considerando os dois parques de geração em 2029, obtêm-se os seguintes percentis por estado:

UF	Usinas com CUST assinado	Usinas - base Rallie	Diferença entre as potências instaladas (%)
BA	P40	P40	3%
CE	P35	P50	12%
PB	P35	P40	17%
PE	P40	P40	0%
PI	P40	P85	25%
RN	P35	P35	1%
MG	P40	P75	13%

Tabela 4.21 – Comparação dos Percentis limítrofes Base CUST ASSINADO x Filtro Base RALIE

4.2.5 Resumo das simulações referentes ao ano 2029 (base de dados: CUST assinado)

Para o RN e CE:

- As análises dinâmicas indicam um percentil limítrofe P35 devido as contingências regionais;
- Ressalta-se a evolução de, aproximadamente, 4% na potência instalada das fontes renováveis no CE, em relação ao ano 2026.

Para a BA:

- As análises dinâmicas indicam um percentil limítrofe P40 devido às contingências definidoras do intercâmbio;
- Prevê-se o crescimento da potência instalada das fontes renováveis na Bahia em aproximadamente 14% em relação a 2026.

Para a MG:

- As análises dinâmicas indicam um percentil limítrofe P40 devido às contingências definidoras do intercâmbio;
- O crescimento previsto para as fontes renováveis em Minas é de aproximadamente 69%, o que justifica a redução do percentil em comparação ao ano de 2026.

4.3 Impacto da indisponibilidade de linhas de transmissão

4.3.1 Contextualização

Na operação do segundo semestre de 2025, teve destaque o *curtailment* efetuado nas fontes eólica e fotovoltaicas, especialmente daquelas localizadas na região Nordeste, para o controle do carregamento do transformador 500/345 kV da SE Rio Novo do Sul, no Espírito Santo.

A LT 500 kV Terminal Rio – Lagos – Campos 2, em construção e com previsão para entrar em operação até 31/01/2026, tem impacto importante sobre a distribuição de fluxos na região, se mostrando bastante efetiva para reduzir o carregamento da transformação da SE Rio Novo do Sul.

Até a integração dessa linha de transmissão, o controle do carregamento do referido transformador vem sendo feito por meio de redespacho de geração, observando a prioridade de execução da redução de geração de acordo com a sensibilidade dessa medida na eliminação da sobrecarga no transformador em questão.

A análise realizada buscou estimar o impacto da ausência dessa linha de transmissão no montante de geração cortado para evitar sobrecarga no citado transformador.

As tabelas 4.22 e 4.23, a seguir, mostram como foi feito o controle de carregamento na transformação da SE Rio Novo do Sul em setembro de 2025.

Operação radial

Essa condição se dá quando a LT 500 kV Mutum – Mutum 2 é mantida aberta. Trata-se de medida que reduz a confiabilidade da rede, mas reduz o fluxo no transformador de Rio Novo do Sul.

Nessa condição, conforme mostrado na Tabela 4.22, a medida mais efetiva para reduzir o carregamento do transformador da SE Rio Novo do Sul é diminuir a geração

da UHE Santa Clara. Para cada 10 MW de redução no fluxo no transformador de Rio Novo do Sul, a geração na UHE Santa Clara deve ser cortada em cerca de 77 MW.

Observa-se que as usinas do Nordeste são consideradas de forma agregada, sem distinção em função do ponto de integração ao SIN. A efetividade das usinas do Nordeste para o controle do carregamento da transformação de Rio Novo do Sul é baixa, sensibilidade de 6%, de modo que para se reduzir em 100 MW o fluxo no transformador em questão, é preciso cortar cerca de 1,7 GW de geração nessa região.

Usina	%	Usina	%
UHE Rosal	-19	CF Araxá	1
UTE GNA I	-16	CFs conectados na SE Paracatu 4, CF Várzea da Palma 7, CF Três Marias 3 138 kV	3
UTE Norte Fluminense e UTE Termomacaré	-12	CFs conectados nas SE Janaúba 3, Arinos 2, Pirapora 2, Jaíba, Várzea da Palma 4, Conjuntos Eólicos conectados na SE Serra das Almas II, CF Francisco Sá, CF Jaíba 4 DIST, usinas da região Norte	4
UHE Simplício, UTE Viana	-11	Usinas da Região Nordeste	6
UHE Ilha dos Pombos	-8	UTE GNA II (sem a LT 500 kV Lagos – T. Rio), UTE Marlim Azul (sem a LT 500 kV Lagos – T. Rio)	8
Bipolo Xingu-Terminal Rio	-6	UHE Itapebi	9
Bipolo Xingu-Estreito	-4	UHE Baguari	11
UTE Termorio	-3	UHE Santa Clara	13

Tabela 4.22 – Sensibilidade para o controle de carregamento da transformação 500/345 kV da SE Rio Novo do Sul com operação radial (Fonte IO-ON.SE.5RJ – vigência em 18/09/2025)

Operação não radial

Nessa configuração, a LT 500 kV Mutum – Mutum 2 é operada fechada, o que aumenta a confiabilidade da rede, mas também o carregamento do transformador de Rio Novo do Sul.

Nessa condição, a maior sensibilidade para o controle do fluxo monitorado é da geração da UTE GNA II (18%), enquanto as usinas localizadas no Nordeste, no Norte e parte das situadas em Minas Gerais têm sensibilidade de 5% - requer um corte de 2 GW para reduzir 100 MW no transformador. A Tabela 4.23 mostra as medidas disponíveis para controlar o carregamento da transformação 500/345 kV na SE Rio Novo do Sul.

Usina	%	Usina	%
UHE Rosal	-24	CF Araxá	1
UTE GNA I	-19	CFs conectados na SE Paracatu 4	3
UTE Norte Fluminense e UTE Termomacaé	-15	CFs conectados nas SE Arinos 2, Pirapora 2, Várzea da Palma 4, CF Francisco Sá, CF Várzea da Palma 7, CF Três Marias 3 138 kV	4
UHE Simplício	-14	CFs conectados nas SE Janaúba 3 e Jaíba, Conjuntos Eólicos conectados na SE Serra das Almas II, CF Jaíba 4 DIST, usinas da Região Nordeste, usinas da região Norte	5
UHE Ilha dos Pombos, UTE Juiz de Fora (voltada para a Energisa)	-10	UHE Sá Carvalho, UHE Porto Estrela, UHE Itapebi, UHE Salto Grande	9
UTE Viana	-7	UHE Baguari, UHE Santa Clara	11
Bipolo Xingu-Estreito	-5	UTE GNA II (sem a LT 500 kV Lagos – T. Rio), UTE Marlim Azul (sem a LT 500 kV Lagos – T. Rio)	18
Bipolo Xingu-Terminal Rio	-6		

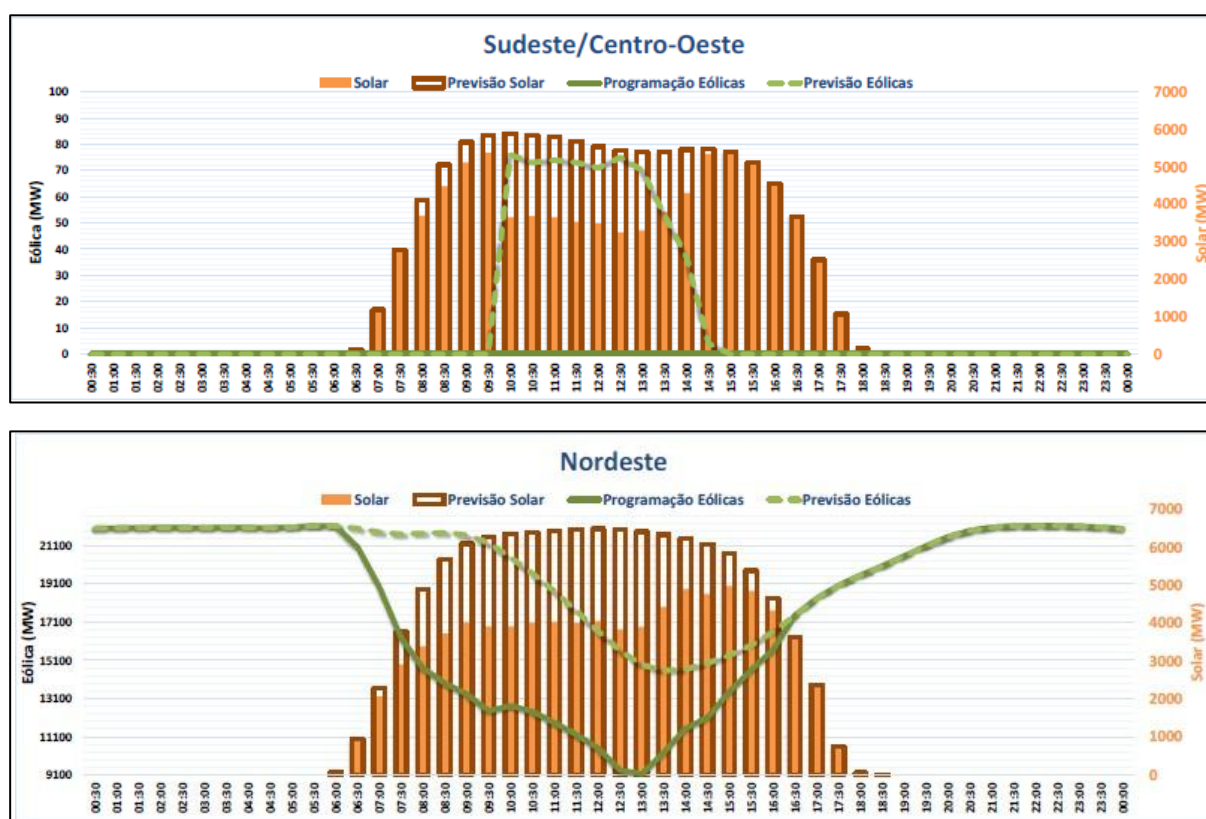
Tabela 4.23 – Sensibilidade para o controle de carregamento da transformação 500/345 kV da SE Rio Novo do Sul com operação não radial (Fonte IO-ON.SE.5RJ – vigência em 18/09/2025)

4.3.2 Escolha de um dia para ser analisado

Foi avaliado o dia de setembro de 2025 que registrou o maior corte de geração motivado por esse controle. Para esse dia, foi identificado um horário em que apenas essa inequação foi violada, provocando corte de geração classificado como CNF em todas as usinas eólicas e fotovoltaicas do SIN.

O dia selecionado para a análise foi 02/09/2025.

As Figuras 4.16 e 4.17 indicam a expectativa da restrição de geração, conforme a Programação da Operação apresentada no REPDOE do dia 02/09/2025.



Figuras 4.16 e 4.17 – Geração solar fotovoltaica nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e na região Nordeste programada para o dia 02/09/2025 pelo ONS.³⁸

³⁸ Fonte: ONS – Relatório Executivo da Programação Diária da operação Eletroenergética (REPDOE) – Terça-feira, 02 de setembro de 2025

No mesmo REPDOE referente à programação de 02/09/2025, foi indicada a expectativa de restrição de 5.373 MW med, com máximo de 10.213 MW, para controle do carregamento do transformador 500/345 kV da SE Rio Novo do Sul.

“ Trafo 500/345 kV SE Rio Novo do Sul (Radializado): restrição de 5.373 MW med de 06:30 às 09:30 e de 14:00 às 16:00, máximo de 10.213 MW às 09:30, nos pontos de conexão: Acarau II - 230 kV (A), Ibiapina II - 230 kV (A), Mossoro IV - 230 kV (A), Sobral III - 230 kV (A), Russas II - 230 kV (A), Pindai II - 230 kV (A), Igapora III - 500 kV (A), Igapora II - 230 kV (B), U.sobradinho - 500 kV (A), Morro Chapéu2 - 230 kV (A), Ourolandia II500kva, Ourolandia II - 230 kV (A), B.jesus Lapa - 69 kV (A), Brot.macaubas - 230 kV (A), Barreiras II500kva, Jeremoabo500kva, Campo Formoso - 230 kV (A), U.sobradinho - 230 kV (A), Brumado II - 230 kV (A), Igapora III - 230 kV (A), Igapora II - 230 kV (C), Juazeiro II - 230 kV (A), Morro Chapéu II500kva, Futura500kva, Sr.bonfim II - 230 kV (A), Irece - 230 kV (A), Tabocas - 230 kV (A), Igapora II - 69 kV (A), B.jesus Lapa - 230 kV (A), Gentio Ouro II230kva, Sol Do Sertão500kva, Barreiras - 69 kV (A), Olindina - 500 kV (A), Gentio Ouro II500kva, Abaiara230kva, Quixere - 230 kV (A), Pecem II - 230 kV (A), Cauipe - 230 kV (A), Banabuiu - 230 kV (A), Aquiraz II - 69 kV (A), Alex230kva, Santa Luzia II500kva, Coremas230kva, Bom Nome - 230 kV (A), Bom Nome - 138 kV (A), Caetes II230kva, Garanhuns II - 230 kV (A), Tacaratu - 230 kV (A), Curral Piaui II230kva, Gilbues II500kva, Curral Piaui II - 500 kV (A), Chapada I230kva, Chapada II230kva, Chapada III230kva, Marangatu230kva, S.joao Piaui230kva, S.joao Piaui - 500 kV (A), Queimada Nova 2500kva, Rib.goncalves500kva, Mossoro II - 230 kV (A), Lagoa Nova II - 230 kV (A), Acu II - 230 kV (A), Curr Novos II230kva, Acu III500kva, J. Camara II - 230 kV (A), J. Camara III - 500 kV (A), J. Camara III230kva, Touros - 230 kV (A), Monte Verde500kva, Jandaira II500kva, Acu III230kva, Joao Camara 269kva, Acu II - 138 kV (A), Ceara Mirim 2500kva, Extremoz II - 230 kV (A), Paraiso138kva, Se Simplicite230kva e Riachao II230kva.”*

O trecho transcrito mostra bem a abrangência do corte necessário para evitar a operação em sobrecarga no transformador de Rio do Sul.

4.3.3 Reprodução do dia 02/09/2025

Com base nos dados disponibilizados pelo ONS no seu Portal de Dados Abertos, foi simulada a condição de operação correspondente ao dia 02/09/2025, às 10h, sem a LT 500 kV Terminal Rio – Lagos – Campos 2. A Figura 4.18 ilustra esse ponto de operação.

02/09/2025, com a geração prevista, as obras de transmissão e o sistema não radializado.

Nessa condição, o fluxo no transformador de Rio Novo do Sul é reduzido para 1.142 MW, o que se revela ainda insuficiente para eliminar a sobrecarga nesse equipamento.

Por fim, foi simulada a condição que efetivamente ocorreu na operação do dia 02/09/2025, conforme mostrado na Figura 4.20 a seguir.

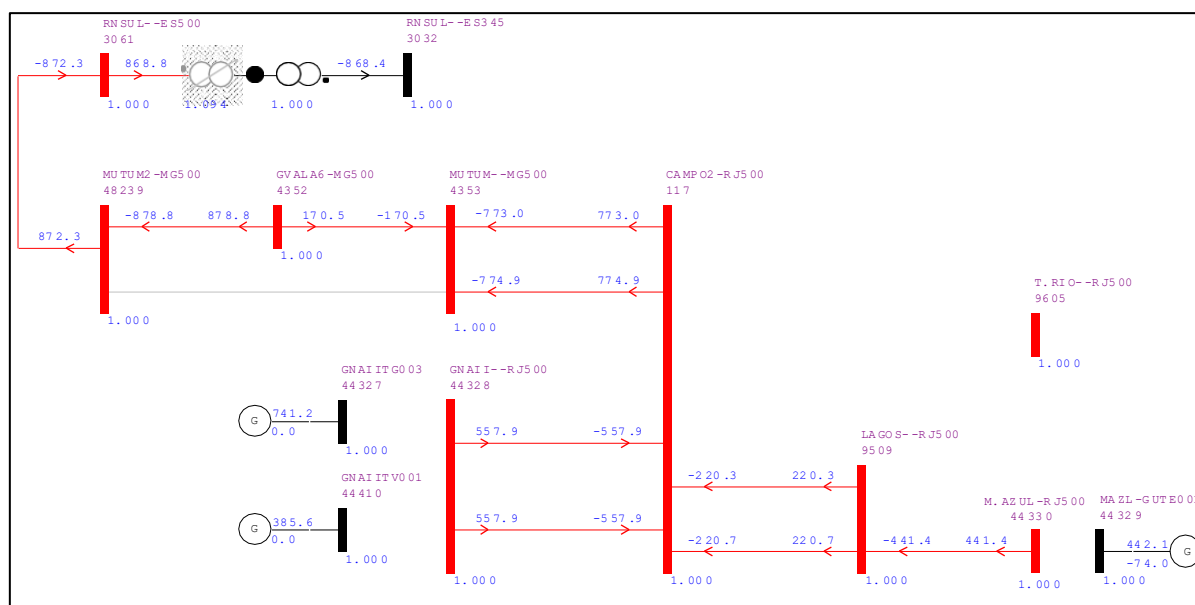


Figura 4.20 – Fluxos obtidos de simulação em regime permanente do dia 02/09/2025, com a geração efetivamente praticada, sem as obras de transmissão e com o sistema não radializado.

O fluxo obtido no transformador de Rio Novo do Sul foi de 869 MW, portanto, dentro da capacidade do equipamento.

Estendendo-se as simulações para as 24 horas do dia 02/09/2025, é possível identificar a necessidade de corte ao longo do dia. A Figura 4.21 ilustra o fluxo no Transformador 500/345 kV da SE Rio Novo Sul – para o dia 02/09/2025 e SEM a presença das obras. Observa-se que houve a necessidade de corte de geração ao longo do dia.

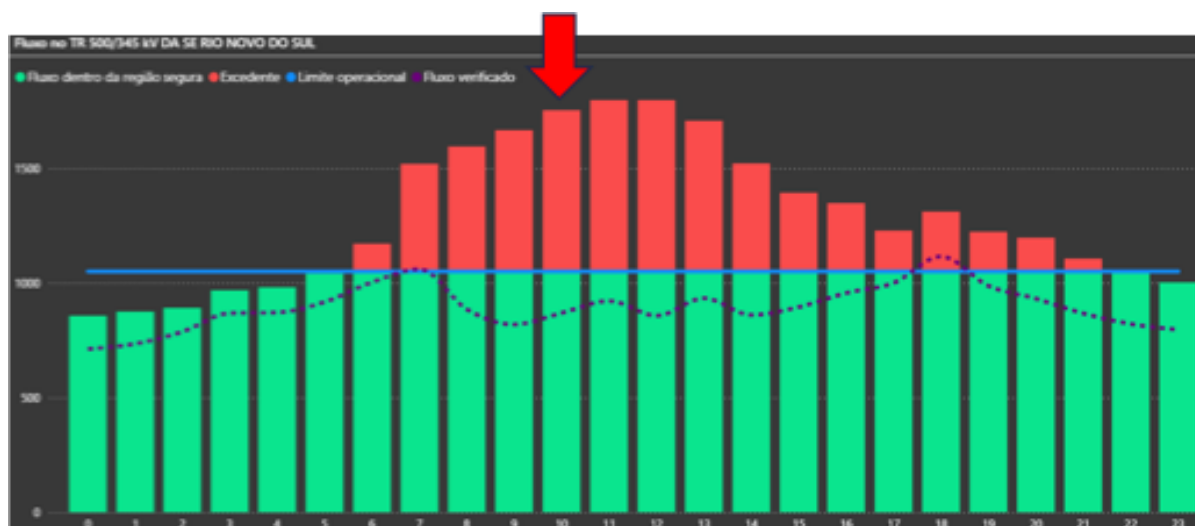


Figura 4.21 – Fluxos no TR 500/345 kV da SE Rio Novo do Sul obtidos de simulação em regime permanente para cada hora do dia 02/09/2025, com a geração prevista, sem as obras de transmissão e com o sistema não radializado.

Nessa avaliação, foi considerado o limite operacional do transformador de 1.050 MW. Nessa condição, o somatório do excedente teórico é de 6.535 MWh.

Entretanto, na operação real, o ONS sempre considera uma margem para fazer frente a eventuais alterações não previstas nas condições de carga, geração da disponibilidade das instalações de transmissão. Na Figura 4.21, essa margem é ilustrada pela linha pontilhada.

Assim, tendo em conta as condições verificadas às 10h, constata-se que o excedente teórico foi de 703 MW, mas o excedente real, que considera o fluxo efetivamente praticado, foi de 884 MW.

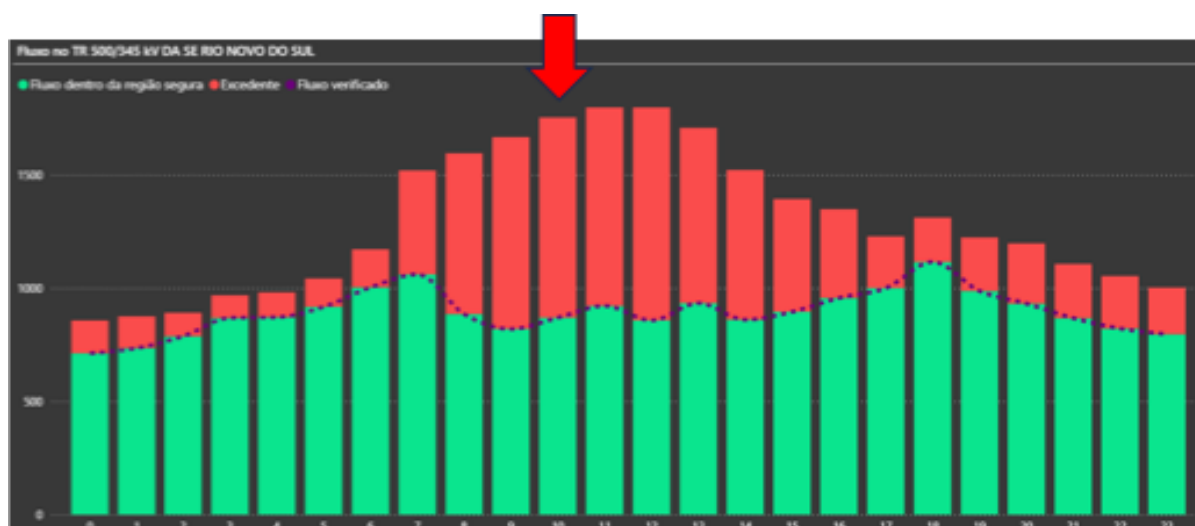


Figura 4.22 – Fluxos no TR 500/345 kV da SE Rio Novo do Sul obtidos de simulação em regime permanente para cada hora do dia 02/09/2025, destacando o excedente real.

De acordo com a apuração do ONS registrada na sua base de dados, o total de energia frustrada no intervalo entre 09h e 10h foi de 18.459,70 MWh, sendo 16.451,95 MWh em usinas localizadas no Nordeste e 2.007,74 MWh em usinas no Sudeste/ Centro-Oeste.

Considerando a sensibilidade definida na IO-ON.SE.5RJ, o valor a ser reduzido no transformador seria 902,90 MW, próximo ao valor verificado na operação (Excedente real) de 884 MW, conforme a Tabela 4.24 a seguir.

Subsistema	Corte registrado ONS (MWmed)	Sensibilidade	Impacto no fluxo controlado (MW)
NE	16.451,95	5 %	822,60
SE	2.007,74	4 %	80,31
Total			902,90

Tabela 4.24 – Impacto no fluxo do TR 500/345 kV da SE Rio Novo do Sul devido às restrições de geração praticadas às 10h do dia 02/09/2025.

Observa-se que a base de dados do ONS apresenta distorções nos valores de geração de referência utilizados para o cálculo do corte de geração. Em alguns casos, o valor de geração de referência é inferior ao valor de geração verificada, resultando em corte computado igual a zero. Nas simulações de fluxo de potência realizadas, esses valores

foram corrigidos, adotando-se como referência o percentual médio de despacho em relação à potência instalada de usinas do mesmo tipo conectadas ao mesmo ponto de conexão. Assim, era esperado que os cortes observados nas simulações fossem ligeiramente superiores aos registrados na base do ONS.

Repetindo o procedimento com a presença da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos – Rio Novo do Sul, a necessidade de corte de geração para eliminar sobrecarga se reduz bastante, como mostrado na Figura 4.23.



Figura 4.23 – Fluxos no TR 500/345 kV da SE Rio Novo do Sul obtidos de simulação em regime permanente para cada hora do dia 02/09/2025, com a geração prevista, com as obras de transmissão e com o sistema não radializado.

Considerando o limite operacional do transformador de 1.050 MW, obtém-se para o somatório do excedente teórico o montante de 455 MWh.

Comparando-se os resultados com e sem a presença da citada linha de transmissão, chega-se à redução teórica do corte de geração nas usinas do Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste da ordem de 5.075 MWmed provocada pela presença da LT 500 kV Terminal Rio – Lagos – Campos 2.

SEM a presença de Terminal Rios - Lagos	COM a presença de Terminal Rios - Lagos
Limite = 1.050 MW	Limite = 1.050 MW
Somatório do excedente teórico = 6.535,00 MW/h	Somatório do excedente teórico = 445,00 MW/h
Corte de geração teórico = 5.445,83 MWmed	Corte de geração teórico = 370,83 MWmed

Tabela 4.25 – Comparação dos resultados obtidos com e sem a LT 500 kV Terminal Rio – Lagos – Campos 2

4.3.4 Conclusões

A análise do dia 02/09/2025, data com maior registro de solicitações de corte de geração motivados pelo controle do fluxo do transformador da SE Rio Novo Sul, indica que:

- O ONS programou restrição de geração nas usinas do NE e do SE com o objetivo de controlar o fluxo do TR 500/345 kV da SE Rio Novo Sul (REPDOE);
- Do ponto de vista do limite do fluxo do TR 500/345 kV da SE Rio Novo Sul, as simulações de fluxo de potência indicam que a presença dos circuitos 500 kV Terminal Rio - Lagos resultaria em uma redução teórica de 5.075,00 MWmed no corte de geração nas usinas do NE e SE, equivalente a uma diminuição de 93,20%;
- A redução real poderia ser maior pois o ONS opera com uma margem de segurança em relação ao limite operacional;
- Apesar da redução proporcionada pela entrada em operação dos circuitos 500 kV Terminal Rios - Lagos, as usinas do Nordeste e Sudeste ainda estariam sujeitas a ações de corte em função da sensibilidade definida na instrução de operação.

5 *Próximos passos*

Esta seção contém uma sugestão de futuros trabalhos visando o aprimoramento do método apresentado neste Texto de Discussão. Basicamente, entende-se que há oportunidades para aprimoramento nas atividades a seguir relacionadas:

- Composição das curvas de permanência

Há espaço para melhoria das curvas de permanência por meio da incorporação dos dados a partir de 2023, quando se acentuou a dimensão dos cortes de geração. Para tal, é essencial o aperfeiçoamento dos dados referentes à geração de referência disponibilizados pelo ONS.

- Exploração de novas aplicações

Avaliação de novas análises que possam ser realizadas a partir da estrutura vinculada ao método proposto. Um possível campo de exploração seria investigar formas de estimar o corte em MWmed.

Outra possibilidade seria realizar o mapeamento das áreas mais afetadas por violações de inequações, considerando o crescimento da geração esperada. Poderia ser estimado o corte em MWmed para cada patamar de geração.

- a incorporação de análises probabilísticas mais detalhadas da evolução da carga e da geração;
- o refinamento da representação dinâmica das usinas eólicas e fotovoltaicas;
- a integração do método com ferramentas de planejamento energético e de expansão da transmissão; e
- a ampliação do conjunto de locais monitorados, de modo a cobrir de forma mais abrangente o parque gerador do SIN.

Esses desdobramentos poderão contribuir para aumentar ainda mais a robustez e a aplicabilidade prática do procedimento desenvolvido.

6 Considerações finais

Soluções para reduzir o *curtailment* estão sendo avaliadas, em diferentes estágios de amadurecimento. São exemplos a criação da figura do “armazenador de energia”, utilizando tecnologias variadas, como baterias e usinas hidroelétricas reversíveis, e a adoção de medidas regulatórias que induzam ações dos agentes setoriais no sentido de aumentar a flexibilidade operativa.

Entretanto, qualquer solução estruturante demandará tempo. Por outro lado, a expectativa conformada pelos estudos sobre esse tema divulgados recentemente são de que o problema se agravará no futuro próximo.

A natureza e a dimensão do problema exigem dos geradores a capacidade de antecipar os potenciais impactos decorrentes de restrições de geração.

O *curtailment* por confiabilidade é de difícil previsibilidade, uma vez que esse evento está associado a requisitos de confiabilidade que dependem da forma como o sistema opera.

O presente TDSE propõe e demonstra a aplicação de um método estruturado para o monitoramento e a previsão do *curtailment* por confiabilidade no Sistema Interligado Nacional, em horizontes de médio prazo.

Os exemplos apresentados evidenciam que esse tipo de *curtailment* possui forte dependência da configuração da rede de transmissão, da localização das usinas e da evolução temporal do sistema, afetando de forma desigual os agentes geradores.

Ao permitir a antecipação de tendências e a identificação de regiões e períodos críticos, o método contribui para uma compreensão mais aprofundada dos riscos associados à expansão acelerada das fontes renováveis não despacháveis, oferecendo subsídios relevantes para o planejamento, a operação e o aprimoramento do arcabouço regulatório do setor elétrico brasileiro.

7 Referências bibliográficas

ANDESA, CONSULTORIA DE SISTEMA DE ENERGIA ELÉTRICA. *Procedimento para monitorar, no horizonte de até cinco anos à frente, a evolução do SIN, visando identificar eventos que impactem – positiva ou negativamente – o “curtailment” nas usinas eólicas e fotovoltaicas – Análise de Regime Permanente e Dinâmico – Relatório ANDESA RT-04-10.25-V01.*

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022.* Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.pdf>.

ANEEL, AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa nº 1.073, de 12 de setembro de 2023.* Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231073.pdf>.

BRANDÃO, R.; FRANÇA, F.; CASTRO, N.; SILVA FILHO, D.; GUARNIER, E.; DE PAULA, M. *Aumentando a Flexibilidade da Geração Hidrelétrica do Sistema Interligado Nacional.* TDSE nº 147. GESEL-UFRJ, 2025. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2025/09/TDSE-147-Flexibilidade-Hidrica.pdf>

BRANDÃO, R.; REIS, H.; FRANÇA, F. *Operação de baterias no Sistema Interligado Nacional com o forte crescimento da geração solar.* TDSE nº 132. GESEL-UFRJ, 2025. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2025/01/TDSE-132.pdf>.

MME, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Atas das Reuniões do CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.* Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cmse/atas/2025>

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *ONS Casos de referência do Mensal.* Disponível em: https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/61/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?RootFolder=%2Fsites%2F8%2F42%2F61%2FProdutos%2F198%2F16-12-2025_142600&produto=Casos%20de%20Referência%20do%20Mensal&descricaoProduto=Mensal%20Janeiro%20de%202026

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *ONS Casos de referência do Mensal.* Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/61/paginas/servicos/produtos->

pasta.aspx?RootFolder=%2Fsites%2F8%2F42%2F61%2FProdutos%2F198%2F16-12-2025_142600&produto=Casos%20de%20Referência%20do%20Mensal&descricaoProduto=Mensal%20Janeiro%20de%202026

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *ONS Casos de referência do Quadrimestral*. Disponível em:

[https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/62/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?idCdre=201&RootFolder=%2Fsites%2F8%2F42%2F62%2FProdutos%2F201%2F16-09-](https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/62/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?idCdre=201&RootFolder=%2Fsites%2F8%2F42%2F62%2FProdutos%2F201%2F16-09-2025_173700&produto=Casos%20de%20Referência%20do%20Quadrimestral&descricaoProduto=%3Cp%3ECasos%20de%20refer%26ecirc%3Bncia%20de%20fluxo%20de%20pot%26ecirc%3Bncia%20elaborados%2C%20atualizados%20e%20disponibilizados%20pelo%20ONS%20aos%20agentes%20de%20opera%26ccedil%3B%26atilde%3Bo%20com%20base%20nas%20premissas%20para%20realiza%26ccedil%3B%26atilde%3Bo%20dos%20estudos%20de%20planejamento%20da%20opera%26ccedil%3B%26atilde%3Bo%20el%26eacute%3Btrica%20para%20horizonte%20quadrimestral.%3C%2Fp%3E)

[2025_173700&produto=Casos%20de%20Referência%20do%20Quadrimestral&descricaoProduto=%3Cp%3ECasos%20de%20refer%26ecirc%3Bncia%20de%20fluxo%20de%20pot%26ecirc%3Bncia%20elaborados%2C%20atualizados%20e%20disponibilizados%20pelo%20ONS%20aos%20agentes%20de%20opera%26ccedil%3B%26atilde%3Bo%20com%20base%20nas%20premissas%20para%20realiza%26ccedil%3B%26atilde%3Bo%20dos%20estudos%20de%20planejamento%20da%20opera%26ccedil%3B%26atilde%3Bo%20el%26eacute%3Btrica%20para%20horizonte%20quadrimestral.%3C%2Fp%3E](https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/62/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?idCdre=201&RootFolder=%2Fsites%2F8%2F42%2F62%2FProdutos%2F201%2F16-09-2025_173700&produto=Casos%20de%20Referência%20do%20Quadrimestral&descricaoProduto=%3Cp%3ECasos%20de%20refer%26ecirc%3Bncia%20de%20fluxo%20de%20pot%26ecirc%3Bncia%20elaborados%2C%20atualizados%20e%20disponibilizados%20pelo%20ONS%20aos%20agentes%20de%20opera%26ccedil%3B%26atilde%3Bo%20com%20base%20nas%20premissas%20para%20realiza%26ccedil%3B%26atilde%3Bo%20dos%20estudos%20de%20planejamento%20da%20opera%26ccedil%3B%26atilde%3Bo%20el%26eacute%3Btrica%20para%20horizonte%20quadrimestral.%3C%2Fp%3E)

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *ONS Casos de referência do PAR PEL*. Disponível em:

[https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/60/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?idCdre=195&RootFolder=%2Fsites%2F8%2F42%2F60%2FProdutos%2F195%2F10-10-](https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/60/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?idCdre=195&RootFolder=%2Fsites%2F8%2F42%2F60%2FProdutos%2F195%2F10-10-2025_181000&produto=Casos%20de%20Referência%20do%20PAR%2FPEL&descricaoProduto=%3Cp%3EBase%20de%20Dados%20para%20Estudos%20El%26eacute%3Btricos%20de%20fluxo%20de%20pot%26ecirc%3Bncia%20do%20Plano%20da%20Opera%26ccedil%3B%26atilde%3Bo%20El%26eacute%3Btrica%20de%20M%26eacute%3Bdio%20Prazo%20do%20SIN%20(PAR%2FPEL)%20atualizados%20e%20disponibilizados%20pelo%20ONS%20aos%20Agentes%20Associados%20contemplando%20o%20programa%20de%20obras%20proposto%2C%20a%20previs%26atilde%3Bo%20de%20oferta%20e%20demanda%20de%20energia%20no%20horizonte%20de%20estudos.%3C%2Fp%3E)

[2025_181000&produto=Casos%20de%20Referência%20do%20PAR%2FPEL&descricaoProduto=%3Cp%3EBase%20de%20Dados%20para%20Estudos%20El%26eacute%3Btricos%20de%20fluxo%20de%20pot%26ecirc%3Bncia%20do%20Plano%20da%20Opera%26ccedil%3B%26atilde%3Bo%20El%26eacute%3Btrica%20de%20M%26eacute%3Bdio%20Prazo%20do%20SIN%20\(PAR%2FPEL\)%20atualizados%20e%20disponibilizados%20pelo%20ONS%20aos%20Agentes%20Associados%20contemplando%20o%20programa%20de%20obras%20proposto%2C%20a%20previs%26atilde%3Bo%20de%20oferta%20e%20demanda%20de%20energia%20no%20horizonte%20de%20estudos.%3C%2Fp%3E](https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/60/paginas/servicos/produtos-pasta.aspx?idCdre=195&RootFolder=%2Fsites%2F8%2F42%2F60%2FProdutos%2F195%2F10-10-2025_181000&produto=Casos%20de%20Referência%20do%20PAR%2FPEL&descricaoProduto=%3Cp%3EBase%20de%20Dados%20para%20Estudos%20El%26eacute%3Btricos%20de%20fluxo%20de%20pot%26ecirc%3Bncia%20do%20Plano%20da%20Opera%26ccedil%3B%26atilde%3Bo%20El%26eacute%3Btrica%20de%20M%26eacute%3Bdio%20Prazo%20do%20SIN%20(PAR%2FPEL)%20atualizados%20e%20disponibilizados%20pelo%20ONS%20aos%20Agentes%20Associados%20contemplando%20o%20programa%20de%20obras%20proposto%2C%20a%20previs%26atilde%3Bo%20de%20oferta%20e%20demanda%20de%20energia%20no%20horizonte%20de%20estudos.%3C%2Fp%3E)

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *ONS Dados Abertos*.

Disponível em: <https://dados.ons.org.br> .

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *ONS Diretrizes para a Operação com Horizonte Quadrimestral*. Disponível em:

<https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/62>

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *ONS Procedimentos de Rede – Instruções Operativas (IO)*. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo>

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *ONS Procedimentos de Rede – Mensagens Operativas (MOP)*. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/mpo/mensagens-operativas>

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *ONS-RT ONS DGL 0189/2025 GT CORTES DE GERAÇÃO - diagnóstico e perspectiva da evolução dos cortes de geração no Brasil*. Disponível em:

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

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN 2026-2030 (PAR PEL 2025)*. Rio de Janeiro: ONS, 2025.

Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/60>

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Plano da Operação Energética 2021-2025 (PEN 2021)*. Rio de Janeiro: ONS, 2021. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relatório%20PEN%202021.pdf>.

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Plano da Operação Energética 2025-2029 (PEN 2025)*. Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em:

<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN%202025%20-%20VF.pdf>.

ONS, OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Relatório Executivo da Programação Diária da Operação Eletroenergética - Quarta-feira - 12 de março de 2025*. Rio de Janeiro: ONS, 2025. Disponível em:

<https://sintegre.ons.org.br/sites/9/51/Produtos/282/REPDOE-20250312.pdf>

8 ANEXO – Fluxos e intercâmbios nas interligações inter-regionais

A Tabela a seguir reproduz a descrição dos fluxos e intercâmbios considerados nas interligações Norte-Nordeste, Norte-Sudeste/Centro-Oeste e Sudeste/Centro-Oeste-Nordeste publicado no Volume II do PAR/PEL 2025 ³⁹para o horizonte de dezembro de 2025.

Intercâmbios	Descrição
FNS (Fluxo Norte Sudeste/Centro- Oeste)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes LT: LT 500 kV Gurupi - Serra da Mesa (*) C1 e C2; LT 500 kV Peixe 2 - Serra da Mesa 2 (*). Obs.: Valor positivo para o fluxo que chega em Serra da Mesa e Serra da Mesa 2.
Fluxo SE→NE (FSENE) (Fluxo Sudeste/Centro- Oeste Nordeste)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes LT: LT 500 kV Serra da Mesa 2 (*) - Rio das Éguas; LT 500 kV Luziânia (*) - Rio das Éguas; LT 500 kV Arinos 2 (*) - Rio das Éguas; LT 500 kV Janaúba 3 (*) - Bom Jesus da Lapa II; LT 500 kV Janaúba 3 (*) - Igaporã III; LT 500 kV Serra das Almas II (*) – Igaporã III; LT 500 kV Padre Paraíso 2 (*) - Poções III C1 e C2; LT 500 kV João Neiva 2 (*) - Medeiros Neto II C1 e C2; LT 500 kV Correntina - Arinos 2 LT 500 kV Bom Jesus da Lapa Jaíba C1 e C2 LT 500 kV São João do Paraíso - Jussiapé C1 e C2 Com valor positivo para o fluxo que sai de Serra da Mesa 2, Luziânia, Arinos 2, Janaúba 3, Padre Paraíso 2, João Neiva 2, Jaíba e São João Paraíso.
Fluxo N→NE (FNNE) (Fluxo Nordeste)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes LT: LT 500 kV Presidente Dutra (*) - Teresina II C1, C2; LT 500 kV Presidente Dutra (*) - Boa Esperança; LT 500 kV Colinas (*) - Ribeiro Gonçalves C1, C e C3; LT 500 kV Bacabeira (*) - Paranaíba III C1 e C2; LT 500 kV Miracema (*) - Gilbués II C3; LT 230 kV Coelho Neto (*) - Teresina; LT 230 kV Dianópolis II (*) - Barreiras II; LT 230 kV Balsas (*) - Ribeiro Gonçalves C1 e C2. Com valor positivo para o fluxo que sai de Presidente Dutra, Colinas, Bacabeira, Miracema, Coelho Neto, Dianópolis II e Balsas.
Fluxo NE→N (FNEN)	-FNNE

³⁹ [Volume II do PAR/PEL 2025](#)

Intercâmbios	Descrição
EXPSE_CA (Exportação do SE/CO→NNE pelo sistema CA)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes LT: LT 500 kV Gurupi - Miracema (*) C1, C2 e C3; LT 500 kV Serra da Mesa 2 (*) - Rio das Éguas; LT 500 kV Lajeado - Miracema (*) C1 e C2; LT 500 kV Luziânia (*) - Rio das Éguas; LT 500 kV Arinos 2 (*) - Rio das Éguas; LT 500 kV Janaúba 3 (*) - Bom Jesus da Lapa li; LT 500 kV Janaúba 3 (*) - Igaporã Ili; LT 500 kV Serra das Almas li (*) - Igaporã Ili; LT 500 kV Padre Paraíso 2 (*) - Poções Ili C1 e C2; LT 500 kV João Neiva 2 (') - Medeiros Neto li C1 e C2; LT 500 kV Correntina -Arinos 2 LT 500 kV Bom Jesus da Lapa Jaíba C1 e C2 LT 230 kV Lajeado - Palmas(*) C1 e C2; LT 230 kV Gurupi - Oianópolis li (*) C1; LT 138 kV Vila Rica - Santana do Araguaia (*) C1 e C2. Com valor positivo para o fluxo que sai de Gurupi, Serra da Mesa 2, Luziânia, Lajeado, Arinos 2, Janaúba 3, Padre Paraíso 2, João Neiva 2 e Vila Rica.
EXPSE_CC (Exportação do SE/CO→N pelo sistema CC)	Fluxo nos Bipolos sentido Estreito→Xingu (*), Terminal Rio→Xingu (*) e Silvânia→Graça Aranha(*)
EXPSE (Exportação Total do SE/CO→NNE)	EXPSE_CA + EXPSE_CC
EXPN_CA (Exportação do Norte pelo sistema CA)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes LT: LT 500 kV Presidente Outra (*) - Teresina li C1, C2 e C3; LT 500 kV Presidente Outra (*) - Boa Esperança; LT 500 kV Bacabeira (*) - Parnaíba Ili C1 e C2; LT 500 kV Colinas(*) - Ribeiro Gonçalves C1, C2 e C3; LT 500 kV Miracema (*) - Gilbués li C3; LT 230 kV Coelho Neto (*) - Teresina; LT 500 kV Miracema (*) - Gurupi C1, C2 e C3; LT 500 kV Miracema (*) - Lajeado C1 e C2; LT 230 kV Palmas(*) - Lajeado C1 e C2; LT 230 kV Dianópolis li(*) - Gurupi; LT 230 kV Dianópolis li (*) - Barreiras li; LT 230 kV Balsas (*) - Ribeiro Gonçalves C1 e C2; LT 138 kV Santana do Araguaia(*) - Vila Rica C1 e C2. Com valor positivo para o fluxo que sai de Presidente Outra, Colinas, Miracema, Coelho Neto, Bacabeira, Palmas, Oianópolis li, Balsas e Santana do Araguaia.
EXPN_CC (Exportação do Norte pelo sistema CC)	Fluxo nos Bipolos sentido Xingu (*)→Estreito+ Xingu (*)→Terminal Rio, Graça Aranha→Silvânia

Intercâmbios	Descrição
EXPN (Exportação Total do Norte)	EXPN_CA + EXPN_CC
RECN_CA (Recebimento do Norte pelo sistema CA)	-EXPN_CA
RECN_CC (Recebimento do Norte pelo sistema CC)	Fluxo no Bipolo sentido Estreito → Xingu, Terminal Rio → Xingu e Silvania → Graça Aranha
RECN Recebimento Total do Norte	RECN_CA + RECN_CC
RNE (Recebimento do Nordeste)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes LT: LT 500 kV Presidente Outra (*) - Teresina li C1 e C2; LT 500 kV Presidente Outra (*) - Boa Esperança; LT 500 kV Bacabeira (*) - Parnaíba li C1 e C2; LT 500 kV Colinas(*) - Ribeiro Gonçalves C1 e C2; LT 500 kV Miracema (*) - Gilbués li C3; LT 230 kV Coelho Neto (*) - Teresina; LT 500 kV Serra da Mesa 2 (*) - Rio das Éguas; LT 500 kV Luziânia (*) - Rio das Éguas; LT 500 kV Arinos 2 (*) - Rio das Éguas; LT 500 kV Janaúba 3 (*) - Bom Jesus da Lapa li; LT 500 kV Janaúba 3 (*) - Igaporã li; LT 500 kV Serra das Almas li (*) - Igaporã li; LT 500 kV Padre Paraíso 2 (*) - Poções li C1 e C2; LT 500 kV João Neiva 2 (*) - Medeiros Neto li C1 e C2; LT 500 kV -Arinos 2 (*) - Correntina LT 500 kV Jaíba (*) - Bom Jesus da Lapa C1e C2 LT 500 kV São João do Paraíso(*) - Jussiape C1e C2 LT 230 kV Oianópolis li (*) - Barreiras li; LT 230 kV Balsas (*) - Ribeiro Gonçalves C1 e C2. Com valor positivo para o fluxo que sai de Presidente Outra, Colinas, Bacabeira, Coelho Neto, Miracema, Serra da Mesa 2, Luziânia, Arinos 2, Janaúba 3, Padre Paraíso 2, João Neiva 2, Oianópolis li, Balsas e São João do Paraíso
EXPNE (Exportação do Nordeste)	-RNE
FJPXG (Fluxo Jurupari Xingu)	Fluxo de potência ativa nas linhas entre Jurupari (*) e Xingu.
FNXG (Fluxo Norte → Xingu)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes LT: LT 500 kV Xingu (*) - Tucuruí C1 e C2; LT 500 kV Xingu (*) - Serra Pelada C1 e C2. Obs.: Valor positivo para o fluxo que sai de Xingu.

Intercâmbios	Descrição
$FSEN_{IMP}$ (Fluxo Sudeste/Centro- Oeste → Nó de Imperatriz)	Somatório do fluxo de potência ativa nas seguintes LT: LT 500 kV Miracema (*) - Colinas C1, C2 e C3; LT 500 kV Miracema (*) - Serra Pelada C1 e C2. Obs.: Valor positivo para o fluxo que sai de Miracema.

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado desde 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-85-7197-038-0

SITE: gesel.ie.ufrj.br

LINKEDIN: [linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj](https://www.linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj)

INSTAGRAM: [instagram.com/geselufrj](https://www.instagram.com/geselufrj)

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: twitter.com/geselufrj



ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia.
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240