



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

DIAGNÓSTICO REGIONAL DA REDE ELÉTRICA – PDE 2030

VOLUME IV – GET Sudeste

Espírito Santo | Minas Gerais | Rio de Janeiro

Abril de 2021

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



**PÁTRIA AMADA
BRASIL**
GOVERNO FEDERAL



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo César Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

José Mauro Ferreira Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

DIAGNÓSTICO REGIONAL DA REDE ELÉTRICA – PDE 2030

VOLUME IV – GET Sudeste –
Espírito Santo | Minas Gerais |
Rio de Janeiro



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Ângela Regina Livino de Carvalho

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira
Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

José Marcos Bressane

Coordenação Técnica

Maxwell Cury Júnior

Equipe Técnica

Armando Leite Fernandes
Bruno César Mota Maçada
João Maurício Caruso
Lucas Simões de Oliveira
Rafael Theodoro Alves e Mello
Tiago Veiga Madureira

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", sala 744
70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Nº EPE-DEE-RE-033/2021-rev0

Data: 15/04/2021

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

 Empresa de Pesquisa Energética		Contrato Data de assinatura	
Projeto ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO			
Área de estudo Diagnóstico Regional da Rede Elétrica			
Sub-área de estudo GET Sudeste			
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-033/2021-rev0 VOLUME IV – GET Sudeste – Espírito Santo Minas Gerais Rio de Janeiro			
Revisões		Data	Descrição sucinta
rev0		15/04/2021	Emissão Original

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

APRESENTAÇÃO

Este relatório é um dos 6 (seis) volumes que compõem o diagnóstico da rede elétrica brasileira de transmissão, com avaliações de desempenho futuro do Sistema Interligado Nacional – SIN no horizonte 2024-2033. Cada volume apresenta os resultados para as seis regiões geoeletricas abrangidas pelos Grupos de Estudos de Transmissão (GETs) da EPE: GET Norte, GET Nordeste, GET Centro-Oeste, GET Sudeste, GET São Paulo e GET Sul.

O objetivo principal do diagnóstico é trazer um panorama sobre possíveis restrições futuras da rede, identificando data prevista da restrição, grau de severidade e localização. Esses dados servirão de insumos para a abertura a abertura de novos estudos de planejamento da transmissão e sua priorização no âmbito da programação de estudos de cada GET.

Dado esse objetivo, salienta-se, quanto à metodologia empregada para o diagnóstico, que a análise do desempenho elétrico do sistema concentrou-se nas condições operativas em regime permanente, em condições normais e também considerando a incidência de contingência simples, com o objetivo de identificar eventuais subtensões ou sobrecargas em instalações da Rede Básica.

Entende-se que as análises assim realizadas possibilitam a identificação e antecipação dos principais problemas a serem melhor investigados em estudos específicos subsequentes.

Dentro desse contexto, não obstante tenham sido feitas sensibilidades gerais sobre os casos de referência, salienta-se que esse diagnóstico não visou esgotar a avaliação do comportamento do sistema em múltiplos pontos de operação, o que naturalmente será efetuado na ocasião dos estudos identificados.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	7
SUMÁRIO.....	8
ÍNDICE DE FIGURAS.....	9
ÍNDICE DE TABELAS.....	10
1 INTRODUÇÃO.....	11
2 CONCLUSÕES.....	13
3 RECOMENDAÇÕES.....	14
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE.....	16
4.1 Evolução da Expansão do Mercado.....	16
4.2 Evolução da Expansão da Geração.....	20
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão.....	22
5 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS CRÍTICOS ANALISADOS.....	25
5.1.1 Leve Norte Seco – Intercâmbios reduzidos.....	25
5.1.2 Média Norte Seco – NE Exportador.....	25
5.1.3 Média Norte Úmido.....	26
5.1.4 Pesada Norte Úmido – CVUs Elevados.....	26
5.1.5 Pesada Norte Úmido – UTEs na Inflexibilidade.....	27
5.1.6 Pesada Norte Seco.....	28
6 RESULTADOS DO DIAGNÓSTICO DA REDE.....	29
6.1 Estado do Espírito Santo.....	29
6.1.1 Violações de Carregamento.....	29
6.1.2 Violações de Tensão.....	31
6.2 Estado de Minas Gerais.....	33
6.2.1 Violações de Carregamento.....	33
6.2.2 Violações de Tensão.....	39
6.3 Estado do Rio de Janeiro.....	40
6.3.1 Violações de Carregamento.....	40
6.3.2 Violações de Tensão.....	42
7 REFERÊNCIAS.....	43
8 ANEXOS.....	44
8.1 Anexo I - Empreendimentos Planejados.....	44
8.1.1 Expansão no Estado do Espírito Santo.....	44
8.1.2 Expansão no Estado do Rio de Janeiro.....	45
8.1.3 Expansão no Estado de Minas Gerais.....	47
8.2 Anexo II - Programação de Estudos do GET Sudeste.....	54

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4-1 - Evolução do mercado no período 2024 a 2033 – Espírito Santo	17
Figura 4-2 - Evolução do mercado no período 2024 a 2033 – Minas Gerais	18
Figura 4-3 - Evolução do mercado no período 2024 a 2033 - Rio de Janeiro	19
Figura 4-4 - Mapa do sistema de transmissão do Espírito Santo, com destaque para empreendimentos existentes e previstos	22
Figura 4-5 - Mapa do sistema de transmissão de Minas Gerais, com destaque para empreendimentos existentes e previstos.....	23
Figura 4-6 - Mapa do sistema de transmissão de Rio de Janeiro, com destaque para empreendimentos existentes e previstos	24
Figura 6-1 - Carregamento da transformação 500/345 kV da SE João Neiva 2, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Mutum – Viana 2, C1.....	29
Figura 6-2 - Carregamento da LT Viana 2 – Viana 345 kV, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana 2 – Viana, C2	30
Figura 6-3 - Carregamento da Transformação 500/345 kV da SE Viana 2, em regime normal e na contingência do TR2 500/345 kV Viana 2	31
Figura 6-4 - Carregamento da transformação 500/345 kV da SE Presidente Juscelino, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Presidente Juscelino – Itabira 5, C1	33
Figura 6-5 - Carregamento da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Neves 1, C1, em regime normal e na contingência da LT Sete Lagoas 4 – Betim 6, C1	34
Figura 6-6 - Carregamento da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Betim 6, C1, em regime normal e na contingência da LT Sete Lagoas 4 – Neves 1, C1	34
Figura 6-7 - Carregamento da LT 345 kV Betim 6 – Barreiro, C1, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo, C1	35
Figura 6-8 - Carregamento da LT 345 kV Itabira 2 – Ouro Preto 2, C1, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Barro Branco, C1	35
Figura 6-9 - Carregamento da transformação 230/13,8 kV da SE Governador Valadares 2, em regime normal e na contingência da outra unidade da subestação.	36
Figura 6-10 - Carregamento da transformação 230/69kV da SE Itabira 2, em regime normal e na contingência da LT 230 kV João Monlevade 2 – João Monlevade 4, C1.....	37
Figura 6-11 - Carregamento da transformação 230/13,8 kV da SE Itabira 2, em regime normal e na contingência de uma unidade transformadora 500/230 kV da SE Itabira 5.....	38
Figura 6-12 - Sobretensões identificadas no estado de Minas Gerais para o período 2024-2033	39
Figura 6-13 - Carregamento da LT Macaé – Lagos 345 kV, C1, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Macaé – Lagos, C2	41
Figura 6-14 - Carregamento da transformação 500/138 kV da SE São José, em regime normal e na contingência de um dos demais transformadores 500/138 kV da subestação.....	42
Figura 6-15 - Representação simplificada das transformações 500/138 kV da SE São José e suas conexões, fonte [9].....	42

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1 – Matriz energética dos estados do Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro – ano 2024	20
Tabela 4-2 – Matriz energética dos estados do Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro – ano 2033	20
Tabela 5-1 - Percentuais de Geração – Caso Média Norte Seco - SE	25
Tabela 5-2 – Percentuais de Geração – Caso Média Norte Úmido - SE	26
Tabela 5-3 – Percentuais de Geração – Caso Pesada Norte Úmido – CVUs Elevados - SE.....	26
Tabela 5-4 – Percentuais de Geração – Caso Pesada Norte Úmido – UTEs na Inflexibilidade - SE.....	27
Tabela 5-5 - Percentuais de Geração – Caso Pesada Norte Seco - SE	28
Tabela 8-1 - Expansão da transmissão planejada para o estado do Espírito Santo	44
Tabela 8-2 - Expansão da transmissão planejada para o estado do Rio de Janeiro	45
Tabela 8-3 - Expansão da transmissão planejada para o estado de Minas Gerais.....	47
Tabela 8-4 - Estudos de transmissão previstos para 2021 na programação do GET Sudeste	54

1 INTRODUÇÃO

Conforme estabelecido na Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, art. 4º, cabe à Empresa de Pesquisa Energética – EPE a elaboração de estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos. Neste contexto, visando identificar as condições futuras de atendimento às diversas áreas geoeletricas do Sistema Interligado Nacional - SIN, a EPE realiza, anualmente, um amplo diagnóstico do desempenho elétrico da rede nacional.

Os resultados desse diagnóstico visam a identificar a necessidade de novos estudos específicos de planejamento da expansão da rede elétrica brasileira, servindo de insumo para a Programação de Estudos Anual [1], publicada pela EPE até o dia 15 de dezembro de cada ano, após aprovação do Ministério de Minas e Energia – MME.

O presente ciclo de diagnóstico utiliza como ponto de partida a base de dados elétricos do SIN [2] disponibilizada pela EPE no âmbito do Plano Decenal de Energia - PDE 2030. O horizonte de diagnóstico se inicia no ano de 2024 – prazo mínimo para efetiva entrada em operação de reforços estruturais – e vai até o ano de 2033, permitindo uma visão de futuro três anos à frente do horizonte decenal e dez anos a partir do primeiro ano analisado.

A Portaria MME nº 215 [3], de 11 de maio de 2020 instituiu os Grupos de Estudos de Transmissão – GETs, cuja abrangência eletrogeográfica¹, definida pela EPE, consta na Portaria EPE/DEE nº 1 [4], de 12 de janeiro de 2021. Visando facilitar a organização, a apresentação e a divulgação dos resultados dos diagnósticos regionais, os resultados das análises são representados em um total de 6 (seis) volumes, sendo um volume para cada GET, conforme segue:

- **VOLUME I – GET Norte** – Amapá | Amazonas | Maranhão | Pará | Roraima | Tocantins
- **VOLUME II – GET Nordeste** – Alagoas | Bahia | Ceará | Paraíba | Pernambuco | Piauí | Rio Grande do Norte | Sergipe
- **VOLUME III – GET Centro-Oeste** – Acre | Distrito Federal | Goiás | Mato Grosso | Rondônia
- **VOLUME IV – GET Sudeste** – Espírito Santo | Minas Gerais | Rio de Janeiro
- **VOLUME V – GET São Paulo** – São Paulo
- **VOLUME VI – GET Sul** – Mato Grosso do Sul | Paraná | Rio Grande do Sul | Santa Catarina

¹ Destaca-se, mais uma vez, que a divisão eletrogeográfica dos GETs aproxima-se da divisão geográfica do Brasil por região, mas difere em algumas situações por razões de simplificação e interconexões da rede de transmissão entre os estados

Dentro do processo cíclico dos estudos de planejamento, os novos estudos identificados, uma vez priorizados, passarão a ser desenvolvidos a partir do ano de 2021, realimentando as informações indicativas que constarão do próximo ciclo do PDE.

2 CONCLUSÕES

Após as simulações e atualizações de cenários para a carga e geração foi possível traçar um diagnóstico de longo prazo para os estados do Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, no qual constatou-se que as condições de atendimento são satisfatórias, dado o porte da rede existente e do sistema planejado. Durante o diagnóstico foram identificadas apenas restrições pontuais de carregamento e de tensão, que serão tratadas ao longo da programação de atividades do GET.

O estado do Espírito Santo vem adquirindo um papel cada vez mais importante como na integração dos fluxos das regiões Nordeste e Sudeste, com diversas obras previstas para o período 2024-2033, dentre as quais destacam-se a LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, reforçando a interligação Nordeste-Sudeste e a LT João Neiva 2 – Viana 2, que proverá uma melhor distribuição dos fluxos internos ao estado. Embora para este ciclo do Plano Decenal haja uma redução nas expectativas de crescimento de cargas do estado, o mesmo conta com um forte potencial termelétrico que poderá ser explorado nos próximos leilões de energia, conforme detalhado em [5], e que seja concretizado, poderá demandar novos diagnósticos e obras.

Por sua vez, o estado de Minas Gerais conta com um conjunto significativo de obras planejadas em todo estado, tanto já outorgadas quanto sem outorga definida, com destaque para os novos eixos 500 kV associados ao escoamento da geração solar fotovoltaica que encontra-se em franca expansão no estado. Tendo em vista os diferentes prazos envolvidos na implantação dos projetos de geração e transmissão, foram identificadas violações de carregamento no horizonte de curto e médio prazo, até a entrada da solução estrutural recomendada, atualmente prevista para o ano de 2027, sendo oportuno um acompanhamento diferenciado para tais obras e eventuais ações que possibilitem uma antecipação da sua operação comercial.

O estado do Rio de Janeiro também passou por uma importante mudança nas expectativas de crescimento de carga para este ciclo do Plano Decenal, com reduções em todos os patamares de carga e anos analisados. Embora o estado possua um número reduzido de violações de carregamento e tensão no horizonte analisado, os problemas apontados possuem um elevado grau de complexidade devido às limitações para expansão nas subestações da região metropolitana e norte do estado. Assim como o Espírito Santo, o Rio de Janeiro possui um forte potencial termelétrico que deverá ser monitorado de perto para evitar restrições do escoamento da geração e atendimento à carga.

Por fim, tendo em vista as possíveis mudanças conjuntas pós-pandemia da Covid-19 que podem alterar as expectativas de longo prazo para o crescimento de carga, bem como o elevado número de novos projetos de geração nos estados da região Sudeste, com destaque para a geração solar em Minas Gerais e termelétrica no Rio de Janeiro e Espírito Santo, será fundamental a reavaliação conjunta das previsões com as distribuidoras locais ao serem iniciados novos estudos regionais.

3 RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2030 para o GET Sudeste, bem como as ponderações efetuadas ao longo do Capítulo 6, recomenda-se:

- 1) Acompanhar a evolução do mercado e dos parques geradores locais visando avaliar o desempenho do sistema e sua capacidade de escoamento de energia para eventualmente, adequar a priorização de estudos de expansão da transmissão ou a inclusão de estudos para solucionar problemas não identificados neste diagnóstico de rede;
- 2) Acompanhar a instrução do processo licitatório das linhas de transmissão João Neiva 2 – Viana 2, C1 500 kV e Viana 2 – Viana 2, C3 345 kV, bem como avaliar ações que possibilitem uma antecipação da sua operação comercial, solucionando a sobrecarga marginal identificada na transformação 500/345 kV da SE João Neiva 2;
- 3) Monitorar a efetiva concretização dos potenciais solares fotovoltaicos do Norte de Minas Gerais bem como sua influência no carregamento da transformação 500/230 kV da SE Itabira 5, que apresentou sobrecargas marginais em regime normal de operação a partir do ano de 2027;
- 4) Avaliar durante a revisão do relatório EPE-DEE-RE-064/2020 - Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais as sobretensões apontadas para as subestações Buritizeiro 3, Capelinha, Jaíba, Janaúba 3, Janaúba 6, Leopoldina 2, Presidente Juscelino e Pirapora 2 500 kV no item 6.2.1;
- 5) Que a Cemig Distribuição avalie a representação de carga e topologia da rede 13,8 kV atendida pela transformação 230/13,8 kV da SE Governador Valadares 2, ratificando ou retificando os resultados ilustrados na Figura 6-9, para que seja dado o devido tratamento a essa transformação de fronteira;
- 6) Avaliar a representação e implantação da solução estrutural proposta na Nota Técnica [6] para as transformações 230/69 kV e 230/13,8 kV da SE Itabira 2 nos casos de trabalho do Plano Decenal 2030, além de monitorar seu carregamento em regime normal e contingência conforme indicado na Figura 6-10 e Figura 6-11;
- 7) Monitorar as avaliações e soluções propostas pelo Grupo de Trabalho – *"Redução dos Níveis de Curto-Circuito na Área Metropolitana do Rio de Janeiro"*, para o atendimento ao critério N-1 na subestação São José 500/138kV;

- 8) Avaliar o seccionamento da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras, C1 na SE Lagos, originalmente proposto para o ano de 2029 no estudo de escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo [5] como uma possível forma de solucionar os problemas indicados na Figura 6-13.

4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE

O sistema elétrico dos estados do Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro é formado por uma extensa malha de transmissão de Rede Básica com tensões de 500 kV, 345 kV, 230 kV. Completam ainda o sistema analisado Demais Instalações de Transmissão (DIT) nas tensões de 138 kV e 69 kV. Para permitir um maior detalhamento das informações, o GET Sudeste foi dividido em três áreas de interesse, uma para cada unidade da federação envolvida, ilustradas com seus respectivos sistemas de transmissão na Figura 4-4, Figura 4-5 e Figura 4-6. O estado de São Paulo é objetivo de um GET à parte, embora faça parte do Sudeste geográfico. Portanto, não será analisado nesse documento.

4.1 Evolução da Expansão do Mercado

Os maiores centros de consumo da abrangência do GET estão localizados nas proximidades das regiões metropolitanas do Rio de Janeiro, Belo Horizonte e Vitória. As figuras a seguir apresentam a evolução das previsões de carga encaminhadas pelas distribuidoras e que constam dos casos base de trabalho do Plano Decenal 2030. Esses casos de trabalho também contam com previsões de crescimento do mercado para os anos subsequentes ao horizonte de análise do Plano Decenal, no período de 2031 a 2033.

Com base nas informações contidas nas figuras a seguir, pode-se realizar os seguintes comentários:

- O patamar de carga predominante no Diagnóstico foi a carga média para os estados do Espírito Santo e Minas Gerais e a carga pesada para o Rio de Janeiro;
- O crescimento médio do mercado da região é de 1,45% ao ano. Os estados do Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro apresentaram, respectivamente, crescimentos médios anuais de 1,51%, 1,48% e 1,39% considerando-se os respectivos patamares de maior carregamento no período de 2024 a 2033;
- Em comparação com o último ciclo do Plano Decenal (2029) houve uma redução na previsões de cargas dos patamares Leve e Pesada para todos os três estados analisados. Enquanto para o patamar de carga Média, há uma previsão de crescimento para o estado de Minas Gerais e de redução para o Rio de Janeiro e Espírito Santo.

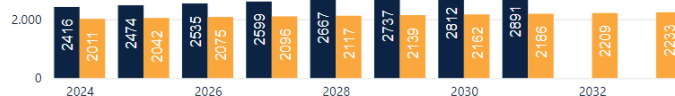


Estado (ES)

Patamar Leve

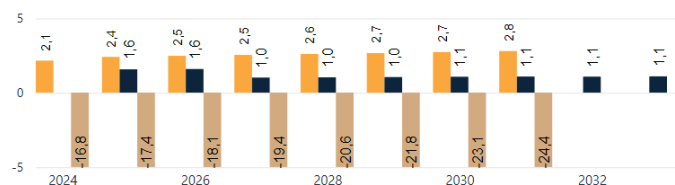
Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

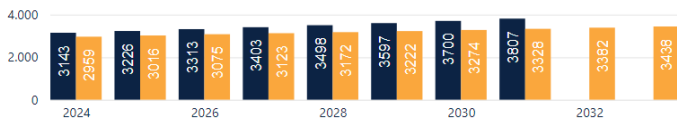
● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos



Patamar Médio

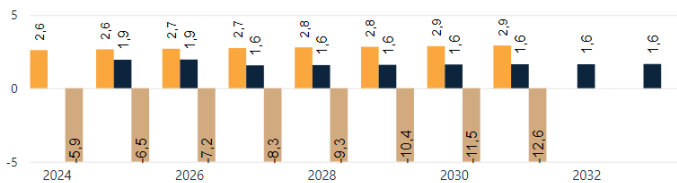
Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

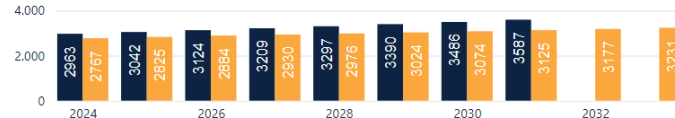
● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos



Patamar Pesado

Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos

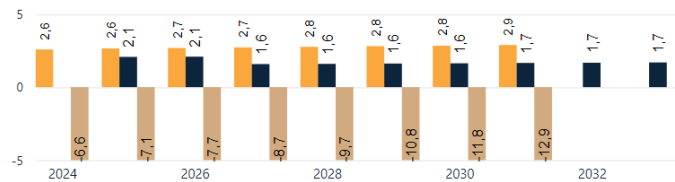


Figura 4-1 - Evolução do mercado no período 2024 a 2033 – Espírito Santo

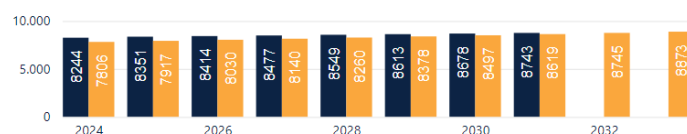


Estado (MG)

Patamar Leve

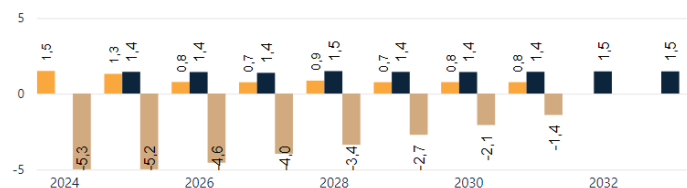
Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

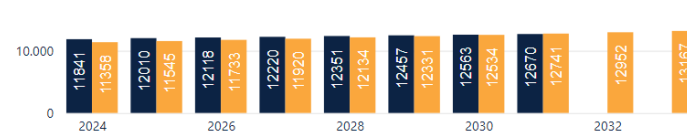
● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos



Patamar Médio

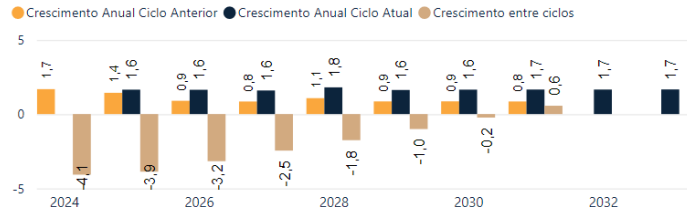
Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

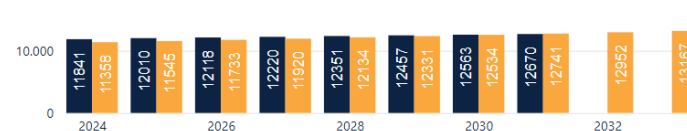
● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos



Patamar Pesado

Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos

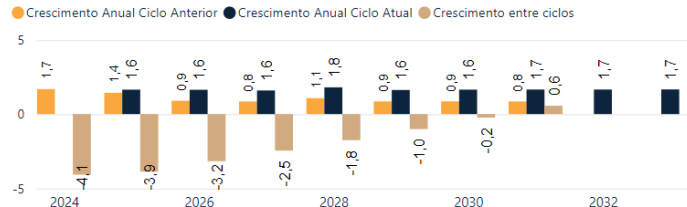


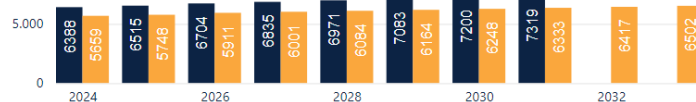
Figura 4-2 - Evolução do mercado no período 2024 a 2033 – Minas Gerais



Patamar Leve

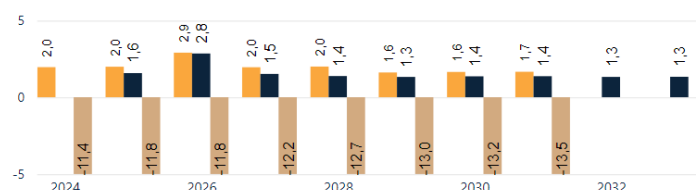
Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

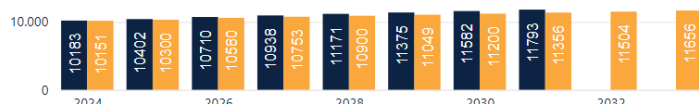
● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos



Patamar Médio

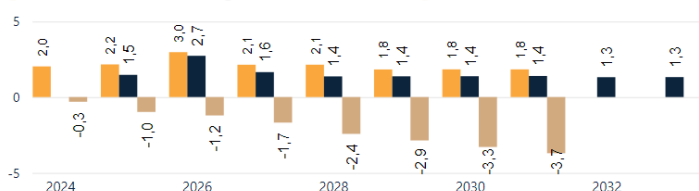
Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

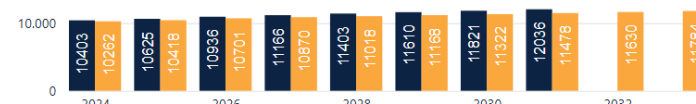
● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos



Patamar Pesado

Carga Ativa (MW)

Ciclo ● CICLO2029 ● CICLO2030



Crescimento Percentual da Carga Ativa (%)

● Crescimento Anual Ciclo Anterior ● Crescimento Anual Ciclo Atual ● Crescimento entre ciclos

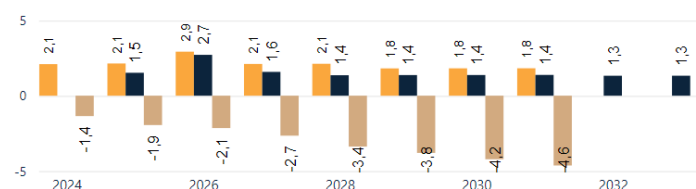


Figura 4-3 - Evolução do mercado no período 2024 a 2033 - Rio de Janeiro

4.2 Evolução da Expansão da Geração

O parque gerador dos estados do GET Sudeste possui um crescimento previsto de cerca de 27,7% no período 2024-2033, ou aproximadamente 9.281 MW, ao longo do horizonte do PDE 2030. Embora tenha-se presenciado em uma forte expansão térmica e solar fotovoltaica em anos recentes, a maior parte da matriz energética ainda é predominantemente hidráulica, com aproximadamente 50% de participação em 2024. A Tabela 4-1 ilustra a capacidade instalada de geração por fonte e por estado no ano inicial, enquanto a e Tabela 4-2 ilustra os mesmos dados no ano horizonte do diagnóstico regional, em 2033.

Tabela 4-1 – Matriz energética dos estados do Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro – ano 2024

Fonte	ES [MW]	MG [MW]	RJ [MW]	Total
Biomassa	33	743	-	776
EOL	-	-	28	28
Nuclear	-	-	2.007	2.007
PCH	215	850	302	1.367
Solares	-	5.002	-	5.002
UHE	247	14.832	1.348	16.427
UTE	939	466	8.920	10.325
Total	1.433	21.893	12.604	35.931

Tabela 4-2 – Matriz energética dos estados do Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro – ano 2033

Fonte	ES [MW]	MG [MW]	RJ [MW]	Total
Biomassa	33	803	-	836
EOL	-	-	28	28
Nuclear	-	-	3.412	3.412
PCH/CGH	223	875	302	1.400
Solares	-	12.635	-	12.635
UHE	247	14.732	1.498	16.577
UTE	939	466	8.920	10.325
Total	1.441	29.611	14.159	45.212

Analisando as tabelas acima é possível perceber o baixo crescimento da geração hidráulica nos estados analisados, principalmente devido às complexidades ambientais e fundiárias para grandes projetos na região Sudeste.

O crescimento ilustrado corresponde à geração já contratada, a ampliações de usinas existentes e à expansão indicativa. O forte crescimento na geração solar fotovoltaica na região Sudeste se dá especialmente na região Norte de Minas Gerais, com um acréscimo de 7.632 MW no período 2024-2033, tal quantitativo também conta com expansões referenciais, alocadas nas principais subestações de interesse da região, tendo sido estimadas através do histórico de contratação desta fonte no

Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), visando obter análises mais precisas do desempenho da rede elétrica.

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

As figuras a seguir apresentam a configuração da rede existente e planejada nos estados que compõem o GET Sudeste. O detalhamento do conjunto de empreendimentos de transmissão previstos para os próximos anos e localizados nos estados do Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro encontram-se no Anexo I - Empreendimentos Planejados.

É importante salientar que o Bipolo CC ± 800 kV Graça Aranha – Silvânia foi considerado fora de operação no período 2027 (data inicial de entrada nos casos base do Plano Decenal 2030) até 2033. Como se trata de reforço estruturante ainda indicativo, e que traz grande impacto para a rede, em especial a área Goiás/Distrito Federal, optou-se por desconsiderar os seus efeitos neste diagnóstico. Ao se considerar esse reforço estrutural, problemas de carregamento poderiam ser aliviados ou se tornar mais severos, sem que o reforço esteja totalmente definido

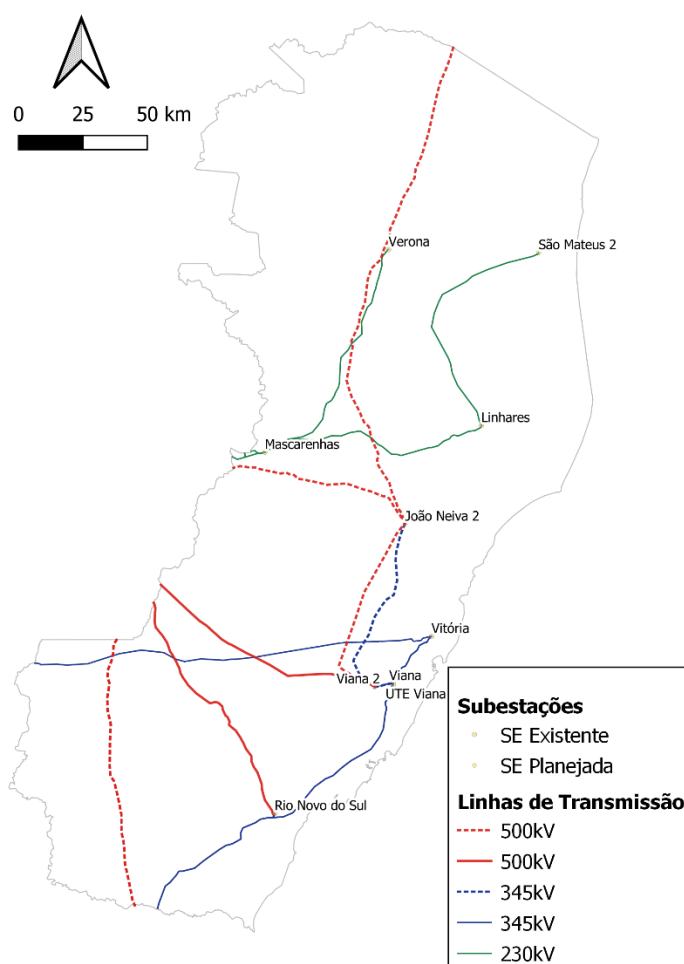


Figura 4-4 - Mapa do sistema de transmissão do Espírito Santo, com destaque para empreendimentos existentes e previstos

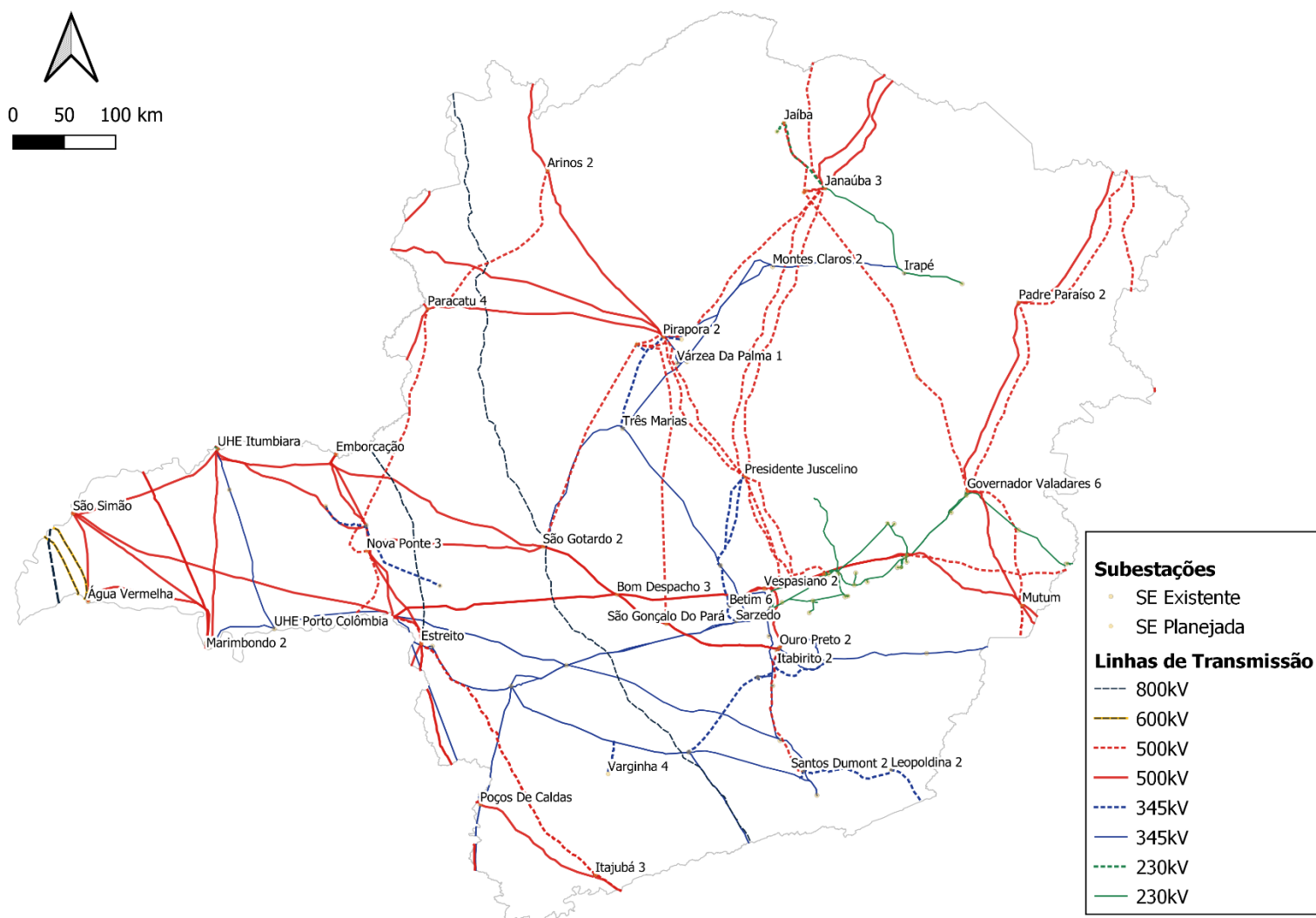


Figura 4-5 - Mapa do sistema de transmissão de Minas Gerais, com destaque para empreendimentos existentes e previstos

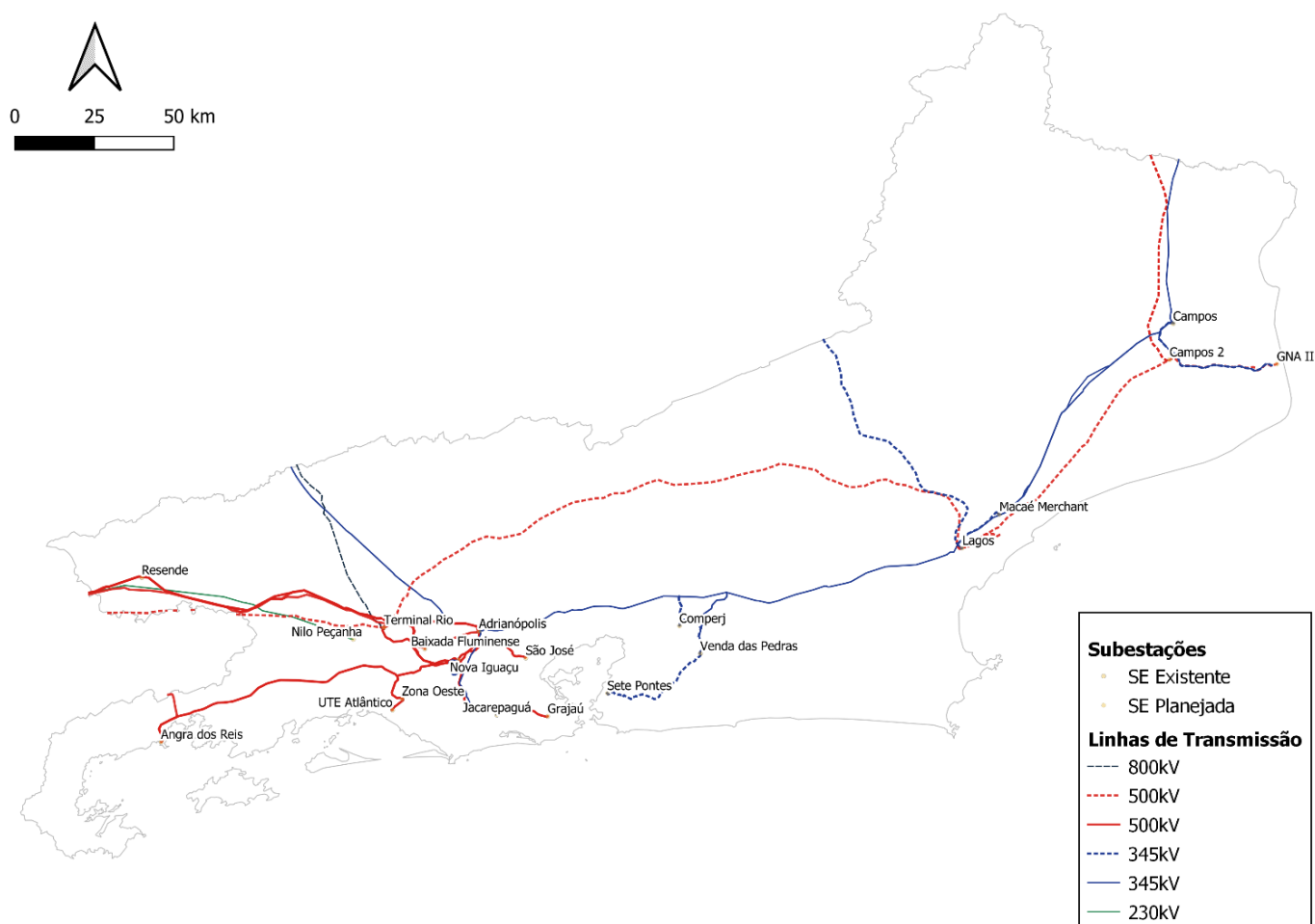


Figura 4-6 - Mapa do sistema de transmissão de Rio de Janeiro, com destaque para empreendimentos existentes e previstos

5 DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS CRÍTICOS ANALISADOS

Para a realização do diagnóstico regional foram preparados cenários específicos para os estados de interesse, tomando como ponto de partida a base de dados disponível em [2] e realizando ajustes nos despachos das fontes para melhor representar as especificidades operativas e situações críticas do atendimento os estados do Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro. Dessa forma foram preparados seis cenários operativos, descritos nos itens a seguir, como balizadores para o diagnóstico.

5.1.1 Leve Norte Seco – Intercâmbios reduzidos

O cenário foi concebido para avaliar o suporte de controle de tensão do sistema sob condições de baixo carregamento, especialmente nas linhas de interligação do subsistema Sudeste ao restante do SIN. Para tal, foram utilizadas a capacidade de modularização das UHEs regionais para fazer o balanço e atingir intercâmbios líquidos baixos ou próximos de zero, visando verificar se a compensação reativa existente e os demais recursos de controle de tensão são suficientes para manter o perfil de tensão dentro dos limites admissíveis, evitando o desligamento de linhas de transmissão para controle de tensão.

5.1.2 Média Norte Seco – NE Exportador

Este cenário tem por objetivo analisar o comportamento da rede no período seco da região Norte e com forte exportação da região Nordeste, buscando carregamentos elevados na interligação Nordeste-Sudeste. O período de carga selecionado foi o de carga média, que é o patamar de maior carga para o estado de Minas Gerais. Visando avaliar a capacidade de escoamento do sistema de transmissão local, o cenário avaliado também conta com elevada geração solar fotovoltaica, estressando tanto a malha 500 kV da região Sudeste quanto as transformações locais.

Tabela 5-1 - Percentuais de Geração – Caso Média Norte Seco - SE

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Paranaíba	90	90
Grande	90	90
Doce/Mucuri	11	11
São Francisco – Norte de Minas Gerais	90	90
Solares/Eólicas	[%]	
Solares MG	90	
Solares NE	80	
Eólicas NE	60	

5.1.3 Média Norte Úmido

Este cenário visa avaliar a rede de transmissão no período de elevada geração hídrica na região Norte do país, maximizando os fluxos das regiões Norte e Nordeste para o Sudeste. Adicionalmente, durante o período de carga média, o maior para o estado de Minas Gerais, também esperam-se elevados montantes de geração solar fotovoltaica. Neste cenário operativo também se implementou uma condição operativa crítica para as bacias dos rios Doce e Mucuri para uma maior criticidade nos estados do estados de Minas Gerais e Espírito Santo, conforme sintetizado na Tabela 5-2.

Tabela 5-2 – Percentuais de Geração – Caso Média Norte Úmido - SE

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Paranaíba	90	90
Grande	90	90
Doce/Mucuri	27	27
São Francisco	70	70
Solares/Eólicas	[%]	
Solares MG	90	
Solares NE	80	
Eólicas NE	60	

5.1.4 Pesada Norte Úmido – CVUs Elevados

Cenário com elevada disponibilidade hidráulica na região norte do país, porém com redução na geração hidráulica da região Sul e Sudeste que contêm os maiores reservatórios do país, fazendo com que seja necessário despacho de usinas termelétricas na base para o atendimento à carga. Neste cenário buscou-se uma despacho maximizado do parque termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, avaliando a capacidade da rede local escoar a energia gerada sem restrições em condições normais e de emergência. Por se tratar do patamar de carga pesada, neste cenário não é possível dispor da geração solar devido ao período noturno.

Tabela 5-3 – Percentuais de Geração – Caso Pesada Norte Úmido – CVUs Elevados - SE

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Paraíba do Sul	28	28
Doce/Mucuri	27	27
Iguaçu	40	40
Uruguai	40	40
Paraná	50	50
São Francisco	32	32
Solares/Eólicas	[%]	
Solares MG	0	
Solares NE	0	
Eólicas NE	50	

5.1.5 Pesada Norte Úmido – UTEs na Inflexibilidade

Neste cenário a matriz energética nacional conta com elevada disponibilidade hídrica na região norte do país, ao passo em que geração solar encontra-se zerada devido ao período noturno do patamar de carga pesada. Devido à geração hidráulica abundante as usinas termelétricas encontram-se com despachos reduzidos, gerando apenas seus montantes de inflexibilidade, especialmente nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Este cenário tem por objetivo analisar a capacidade de atendimento da rede local aos critérios de tensão e carregamento de maneira independente da geração termelétrica local.

Tabela 5-4 – Percentuais de Geração – Caso Pesada Norte Úmido – UTEs na Inflexibilidade - SE

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Paraíba do Sul	28	28
Doce/Mucuri	27	27
Iguaçu	70	70
Uruguai	70	70
Paraná	70	70
São Francisco	32	32
Solares/Eólicas	[%]	
Solares MG	0	
Solares NE	0	
Eólicas NE	75	

5.1.6 Pesada Norte Seco

Este cenário possui uma característica hídrica oposta ao cenário Pesada Norte Úmido, detalhado no item 5.1.5, de tal forma que operativamente há uma baixa disponibilidade hidráulica na região norte do país, e uma condição favorável nos reservatórios da região Sul e Sudeste, fazendo com que seja necessário de despacho de usinas termelétricas na base para o atendimento à carga.

Neste cenário buscou-se uma despacho maximizado do parque termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, avaliando a capacidade da rede local escoar a energia gerada sem restrições em condições normais e de emergência. Por se tratar do patamar de carga pesada, neste cenário não é possível dispor da geração solar devido ao período noturno.

Tabela 5-5 - Percentuais de Geração – Caso Pesada Norte Seco - SE

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Amazonas	10	50
Madeira	20	50
Iguaçu	70	70
Uruguai	95	95
Paraná	80	80
São Francisco	28	28
Solares/Eólicas		[%]
Solares MG		0
Solares NE		0
Eólicas NE		20

6 RESULTADOS DO DIAGNÓSTICO DA REDE

Via de regra as avaliações de atendimento elétrico regional no GET Sudeste são realizadas por unidade da federação, delimitando-se a região a ser analisada no estudo, assim, nos itens a seguir serão apresentadas as condições de atendimento para cada unidade da federação que compõe o Grupo de Estudos.

6.1 Estado do Espírito Santo

6.1.1 Violações de Carregamento

A Figura 6-1 ilustra sobrecarga marginal na transformação 500/345 kV da SE João Neiva 2 no ano 2026 em cenários de elevada exportação eólica da região Nordeste para o Espírito Santo na LT 500 kV Medeiros Neto II – João Neiva 2, podendo ocasionar violações dos limites de condição normal e emergência na referida transformação.

Esta restrição ocorre apenas em um único ano devido ao descasamento entre a entrada em operação da LT Medeiros Neto II – João Neiva 2, prevista para 2026, e a solução estrutural para a restrição, a LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2, com licitação prevista para dezembro/2021 e previsão de entrada em operação para o ano de 2027.

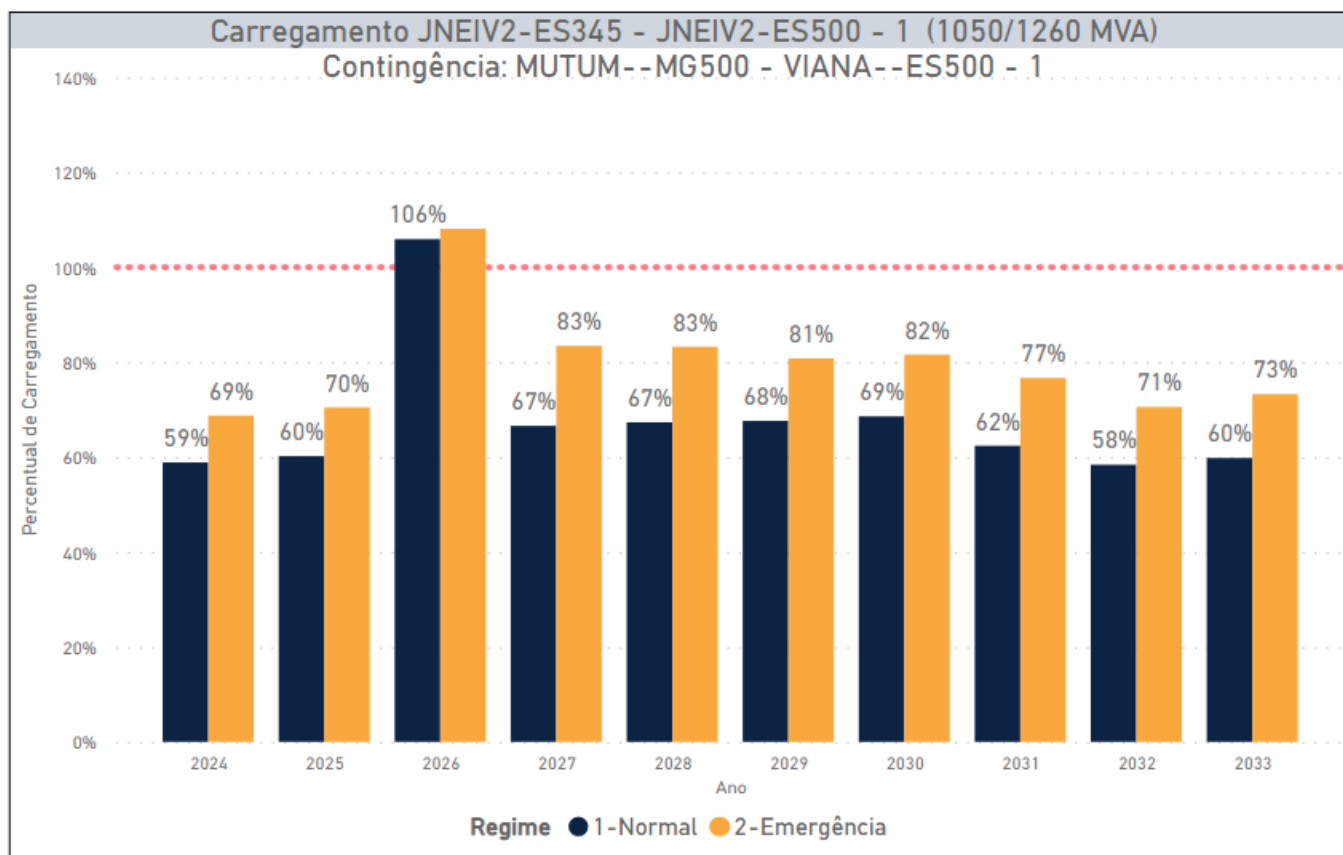


Figura 6-1 - Carregamento da transformação 500/345 kV da SE João Neiva 2, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Mutum – Viana 2, C1

De maneira similar à sobrecarga observada na Figura 6-1, também se identificou a possibilidade de violações no limite de emergência da LT 345 kV Viana 2 – Viana no ano de 2026, sendo posteriormente solucionada com a construção do terceiro circuito 345 kV Viana 2 – Viana, com licitação prevista para dezembro/2021 e previsão de entrada em operação para o ano de 2027.

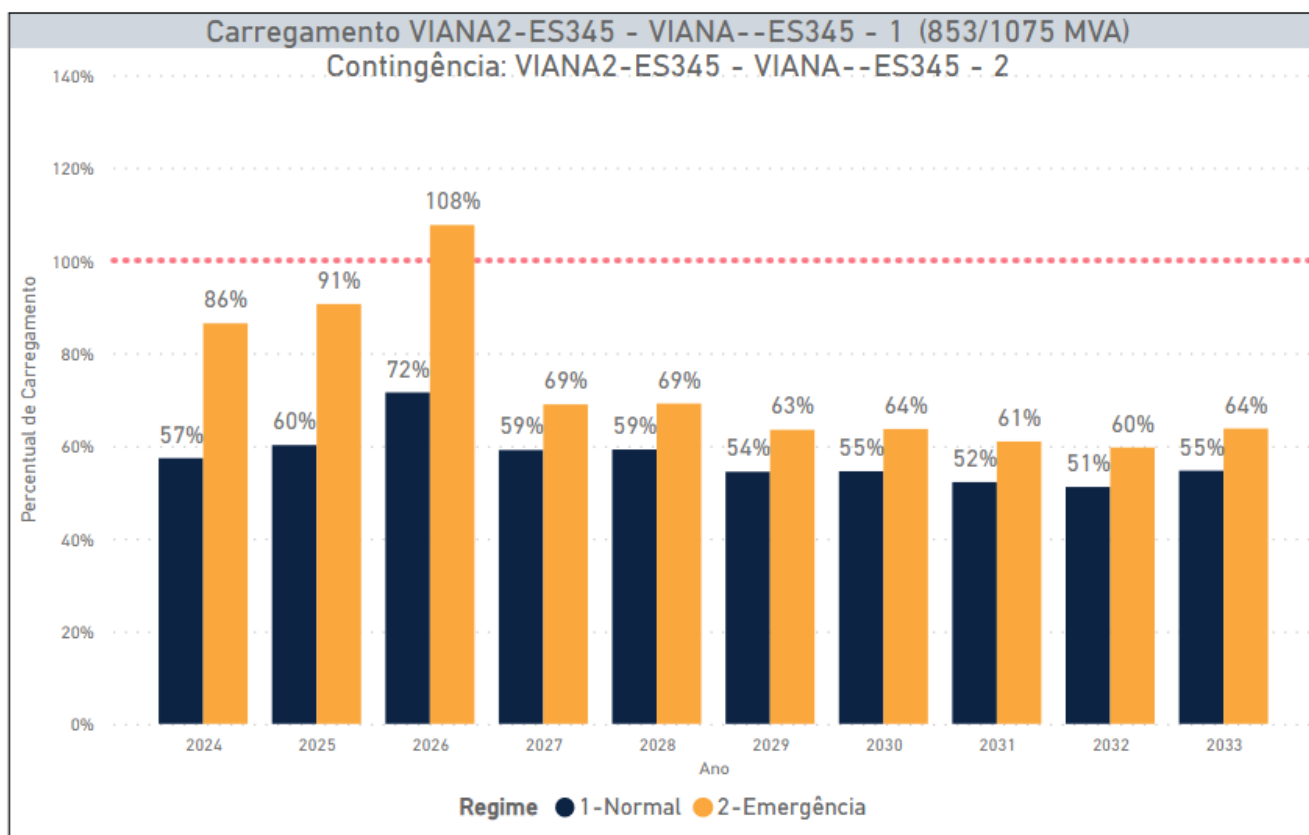


Figura 6-2 - Carregamento da LT Viana 2 – Viana 345 kV, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana 2 – Viana, C2

Por sua vez, após a entrada em operação da LT 500 kV João Neiva 2 – Viana 2, prevista para o ano de 2027, e a maior injeção de potência no barramento 500 kV da subestação Viana 2, foram identificadas sobrecargas marginais na transformação 500/345 kV durante a perda de uma das unidades.

Tendo em vista as incertezas associadas à efetiva concretização e localização dos projetos de geração solar e eólica que afetam a transformação, a presença de soluções estruturais para a eventual restrição no ano de 2031, bem como as pequenas violações observadas, recomenda-se um acompanhamento das previsões de carga e geração antes da efetiva recomendação de uma nova unidade transformadora ou antecipação das obras previstas para o ano de 2031.

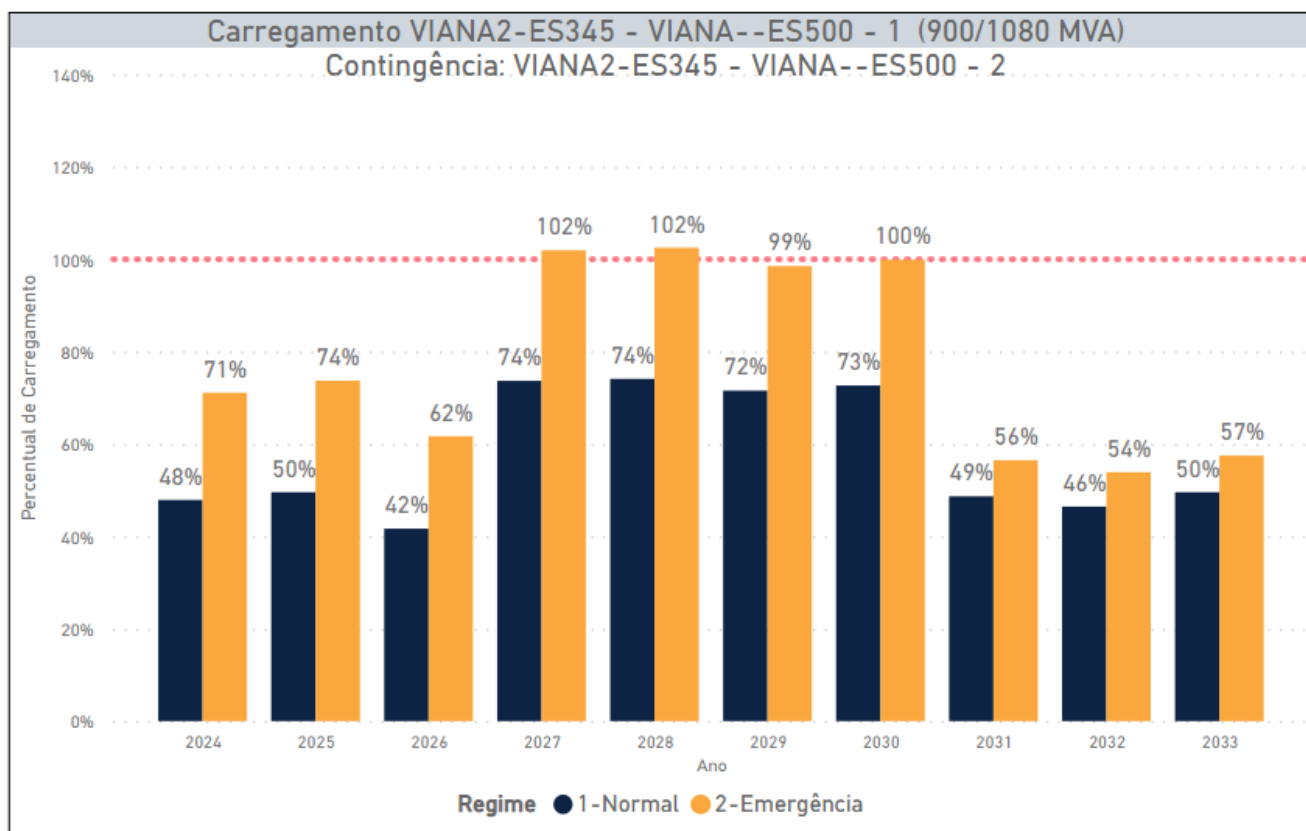


Figura 6-3 - Carregamento da Transformação 500/345 kV da SE Viana 2, em regime normal e na contingência do TR2 500/345 kV Viana 2

6.1.2 Violações de Tensão

Não foram identificadas violações de tensão relevantes nos casos do diagnóstico regional para subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira durante o período analisado para o estado do Espírito Santo.

Por solicitação da EDP-ES, foram preparados casos específicos para a região norte do estado, durante o patamar de carga média, com a demanda máxima local da região Norte simultaneamente com a demanda máxima coincidente nas demais regiões do estado.

Em tal cenário, para situações de contingências das LTs 230 kV Mascarenhas – Verona, Mascarenhas – Linhares e Linhares – São Mateus são críticas para o sistema, levando a violações de tensão e de carregamento em linhas de Distribuição. Para a convergência do fluxo de potência na perda da LT 230 kV Mascarenhas – Verona foi representado um compensador síncrono fictício na SE Linhares 230 kV, controlando a tensão em 95%, e mesmo assim persistem violações de tensão em outros pontos do sistema.

A perda da LT 230 kV Linhares – São Mateus 2 acarreta violação dos critérios de tensão em emergência em diversas subestações do sistema. No ano de 2027, a situação se agrava, e para obter a convergência dos casos de fluxo de potência continua a necessidade de incluir compensação reativa adicional no caso da simulação.

Dessa forma, identificou-se a necessidade de elaboração de um estudo para avaliação de reforços no sistema já a partir do ano de 2026, o estudo, denominado “Estudo de Atendimento à Região Norte do Estado do Espírito Santo” encontra-se em andamento e com previsão de término para o primeiro semestre de 2021.

6.2 Estado de Minas Gerais

Ao longo dos últimos anos foram realizados diversos estudos de expansão da transmissão com recomendações que visaram eliminar no médio/longo prazo todos os problemas relativos ao não atendimento aos critérios de Planejamento da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira que atende ao estado de Minas Gerais. Tais recomendações estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 e afetam sensivelmente os resultados obtidos nas avaliações desse diagnóstico de desempenho elétrico.

6.2.1 Violações de Carregamento

Dentre as principais recomendações recentes dos estudos da EPE, destaca-se o estudo de Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais [7], que provê uma solução estrutural para a forte expansão solar fotovoltaica do estado, resolvendo diversas restrições presentes no horizonte de curto e médio prazos. As restrições dos anos 2024, 2025 e 2026, ilustradas da Figura 6-4 à Figura 6-8 explicitam as restrições que serão solucionadas pela nova infraestrutura de transmissão a ser licitada em dezembro de 2021 e com previsão de entrada em operação comercial no ano de 2027.

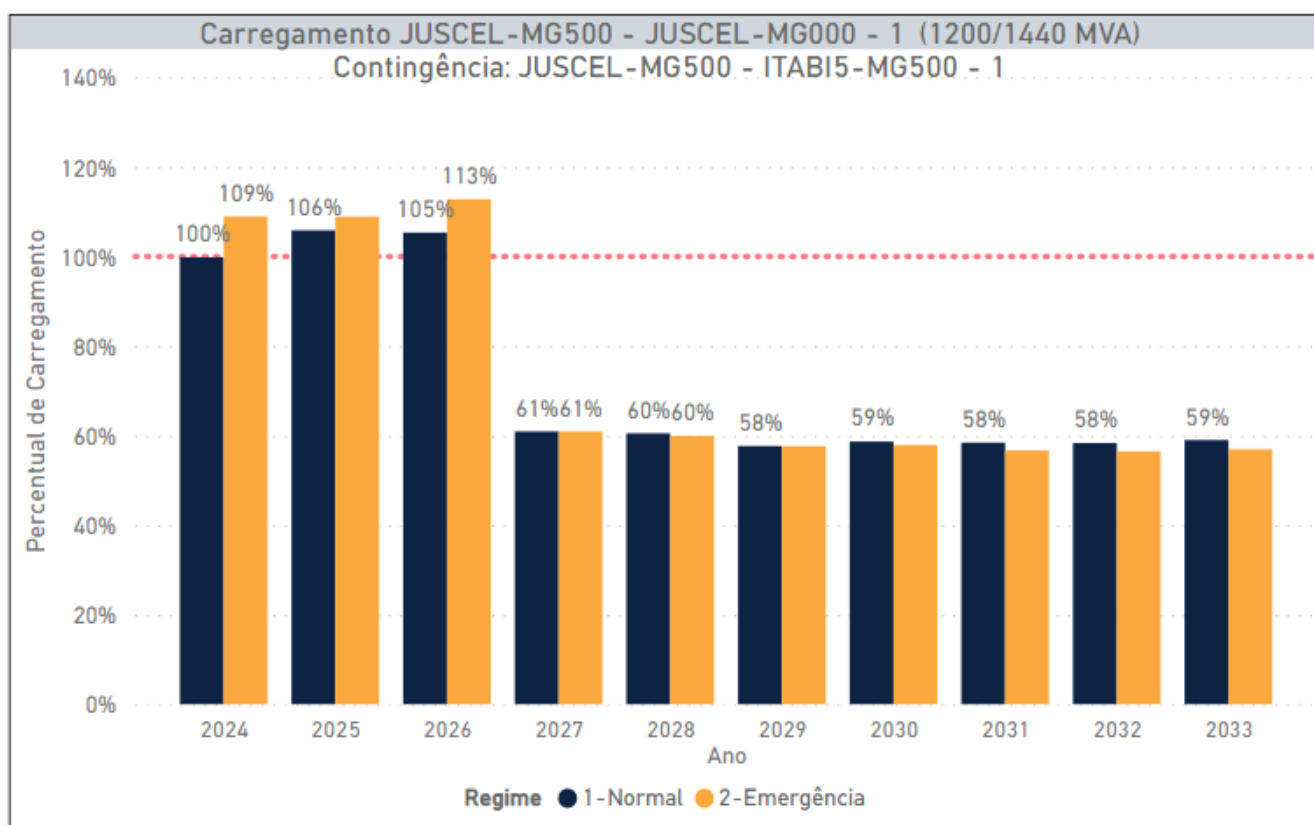


Figura 6-4 - Carregamento da transformação 500/345 kV da SE Presidente Juscelino, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Presidente Juscelino – Itabira 5, C1

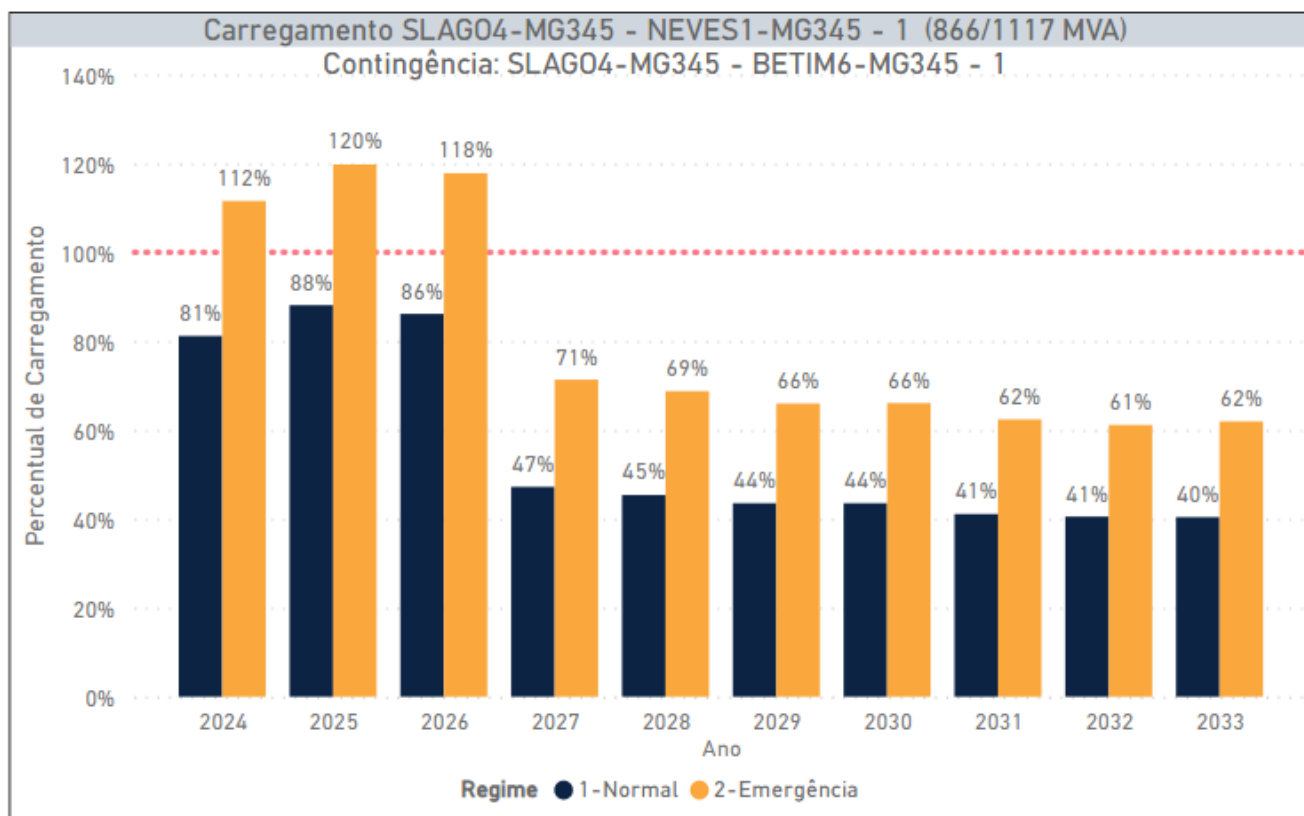


Figura 6-5 - Carregamento da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Neves 1, C1, em regime normal e na contingência da LT Sete Lagoas 4 – Betim 6, C1

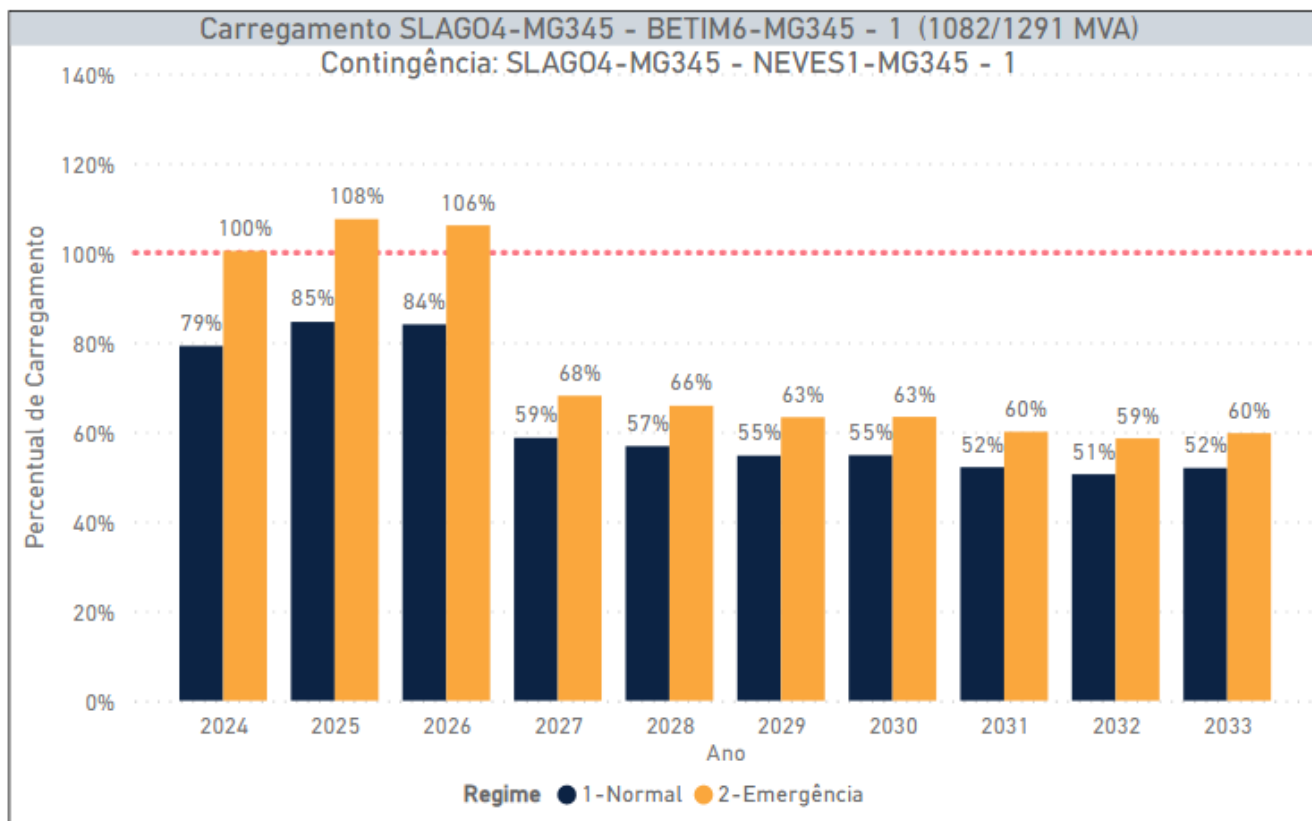


Figura 6-6 - Carregamento da LT 345 kV Sete Lagoas 4 – Betim 6, C1, em regime normal e na contingência da LT Sete Lagoas 4 – Neves 1, C1

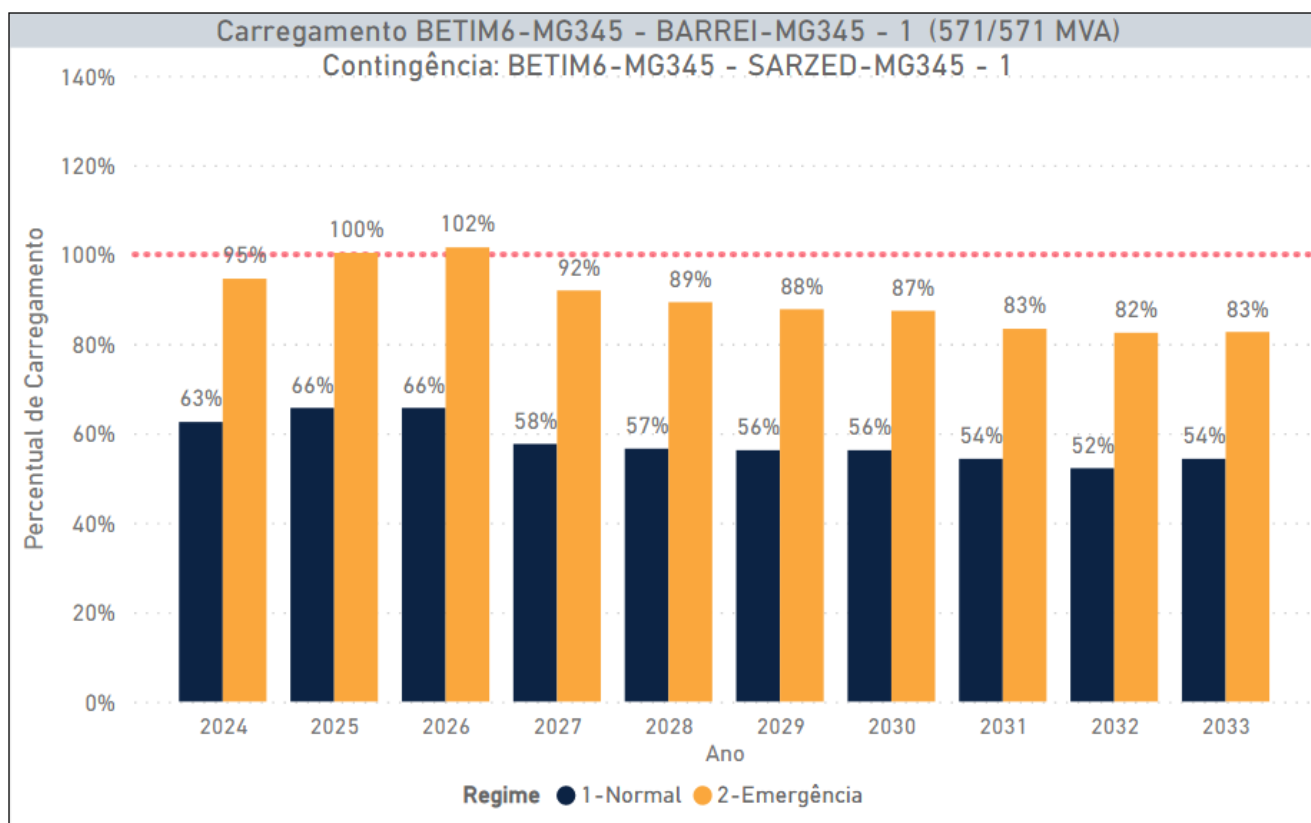


Figura 6-7 - Carregamento da LT 345 kV Betim 6 – Barreiro, C1, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo, C1

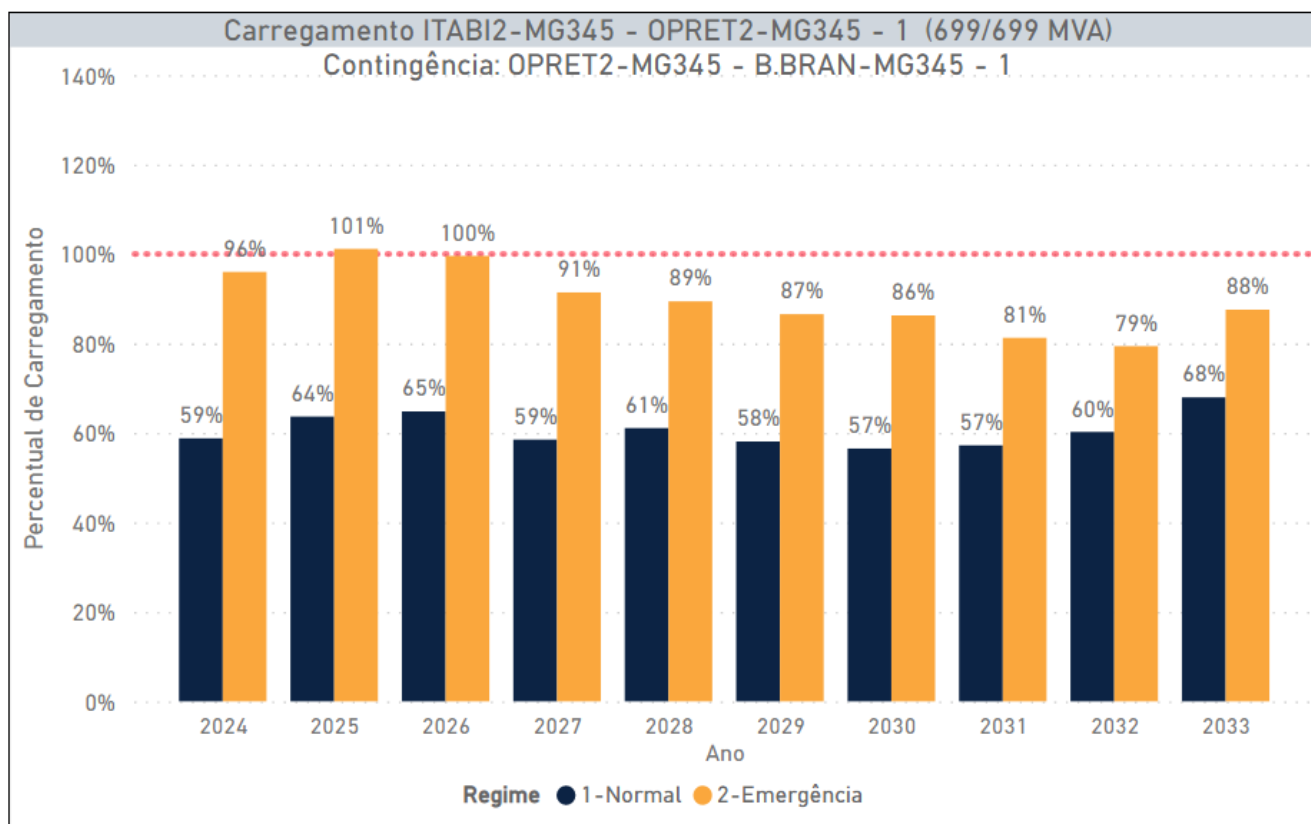


Figura 6-8 - Carregamento da LT 345 kV Itabira 2 – Ouro Preto 2, C1, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Ouro Preto 2 – Barro Branco, C1

Na Figura 6-9 podem ser observadas violações na transformação 230/13,8 kV da SE Governador Valadares 2 durante todo o período decenal. Tal transformação foi avaliada de maneira estrutural no estudo EPE-DEE-RE-081/2016 - Estudo de Atendimento à região de Governador Valadares [8], contando com solução através de obras previstas pela distribuidora local.

Tendo em vista uma possível divergência entre a topologia considerada no estudo e a atualmente presente nos casos de trabalho do Plano Decenal 2030, recomenda-se que a Cemig D avalie a representação de carga e topologia da rede 13,8 kV atendida pela transformação 230/13,8 kV da SE Governador Valadares 2, ratificando ou retificando os resultados ilustrados na Figura 6-9.

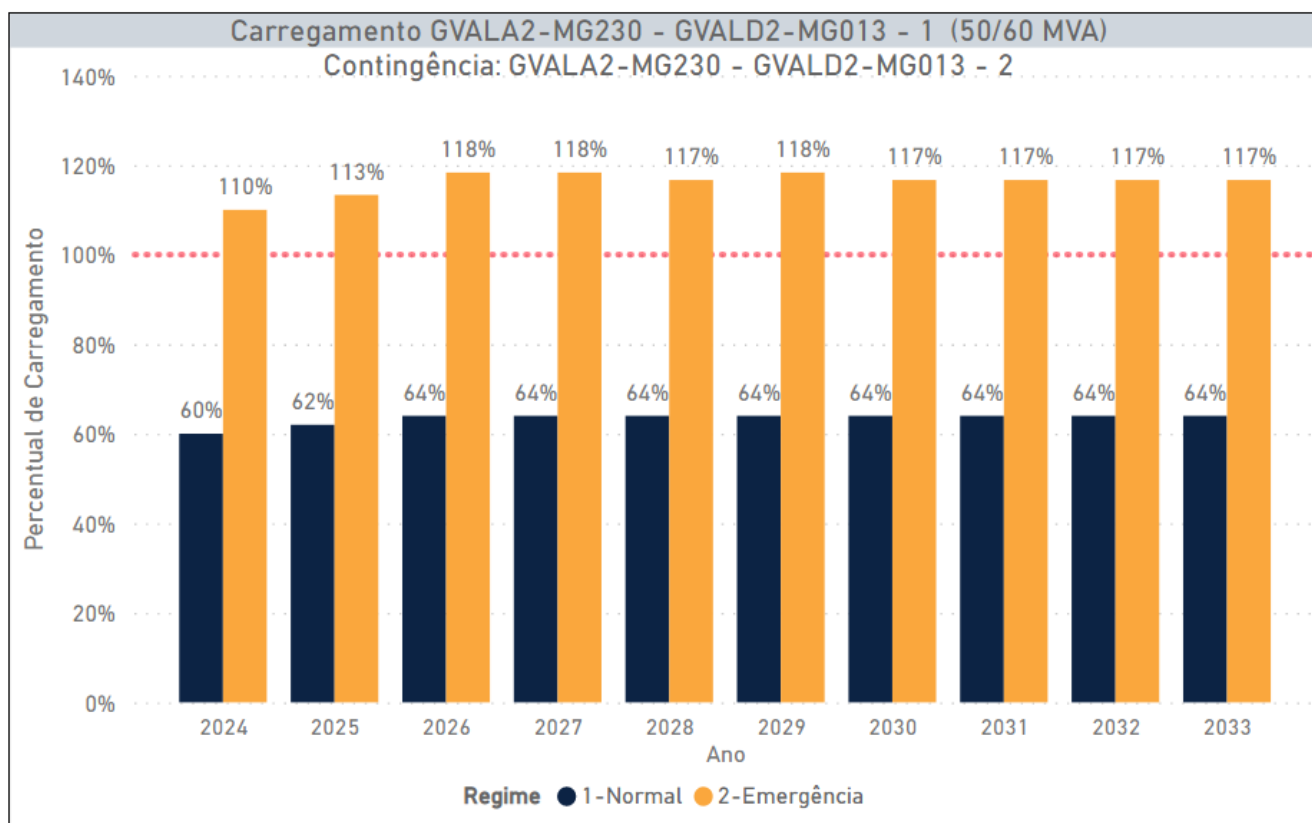


Figura 6-9 - Carregamento da transformação 230/13,8 kV da SE Governador Valadares 2, em regime normal e na contingência da outra unidade da subestação.

Avaliar a representação e implantação da solução estrutural proposta na Nota Técnica [6] para as transformações 230/69 kV e 230/13,8 kV da SE Itabira 2 nos casos de trabalho do Plano Decenal 2030, além de monitorar seu carregamento em regime normal e contingência conforme indicado na Figura 6-10 e Figura 6-11;

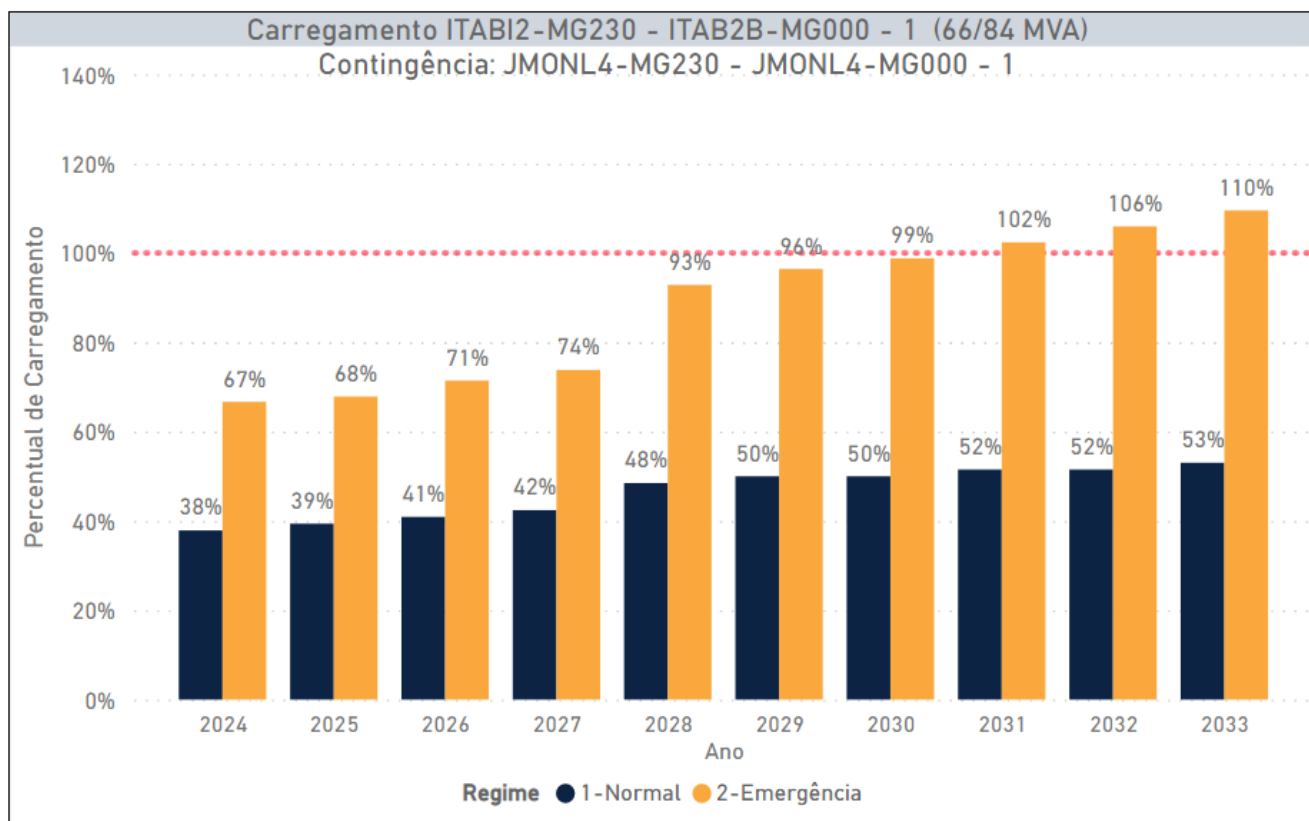


Figura 6-10 - Carregamento da transformação 230/69kV da SE Itabira 2, em regime normal e na contingência da LT 230 kV João Monlevade 2 – João Monlevade 4, C1

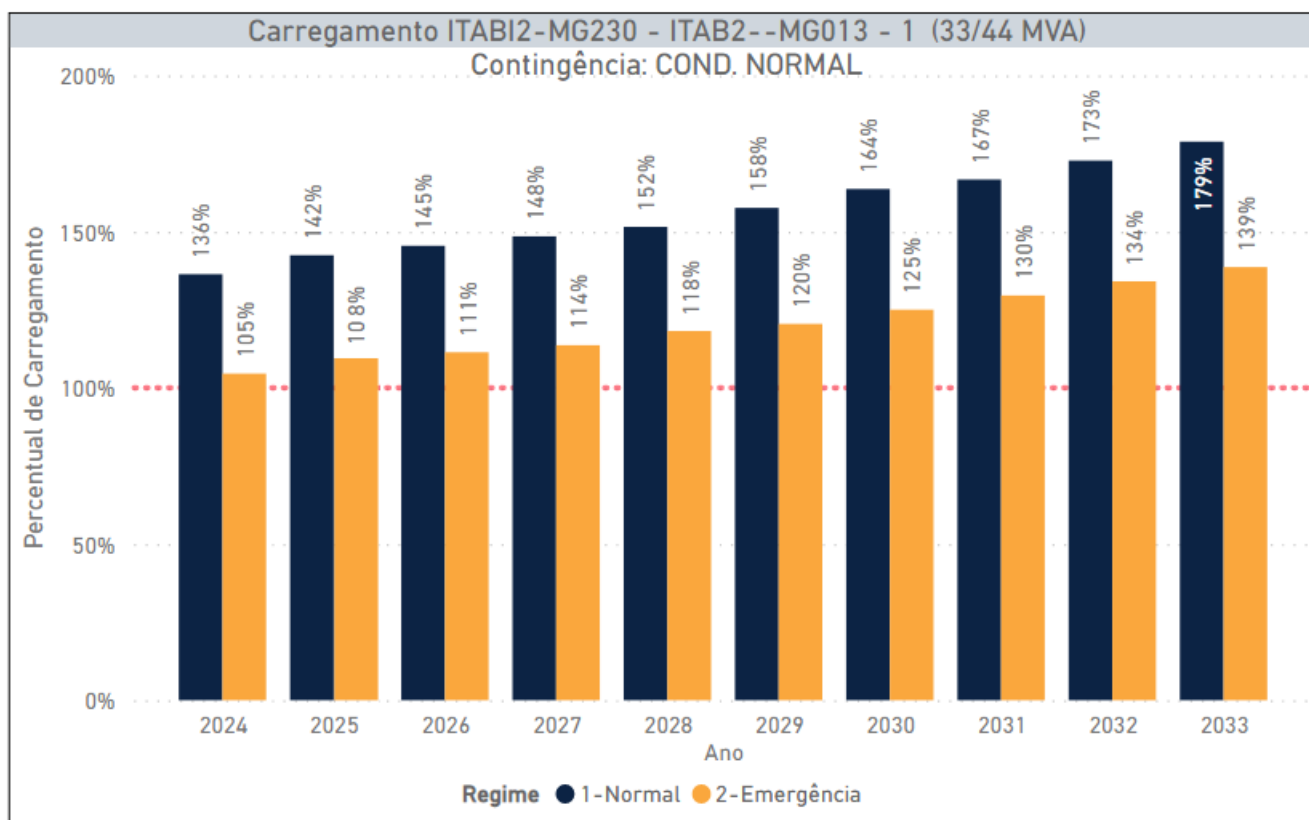


Figura 6-11 - Carregamento da transformação 230/13,8 kV da SE Itabira 2, em regime normal e na contingência de uma unidade transformadora 500/230 kV da SE Itabira 5.

6.2.2 Violações de Tensão

Durante o período analisado para o estado de Minas Gerais foram identificadas violações de tensão pontuais em algumas das subestações 500 kV de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira do estado, excedendo o limite operativo de 1.10 pu no cenário 5.1.1 - Leve Norte Seco – Intercâmbios reduzidos.

As subestações Buritizeiro 3, Capelinha, Jaíba, Janaúba 3, Janaúba 6, Leopoldina 2, Presidente Juscelino e Pirapora 2 500 kV, indicadas na estão atreladas ao escoamento da geração solar fotovoltaica do norte do estado e em cenários e intercambio reduzido e ausência de geração solar, apresentam sobretensões indicadas na Figura 6-12. Tais subestações foram objeto do estudo [7] que encontra-se em processo de revisão, com previsão para emissão ao final do mês de junho de 2021, e que irá investigar e eventuais soluções para os problemas apontados neste diagnóstico.

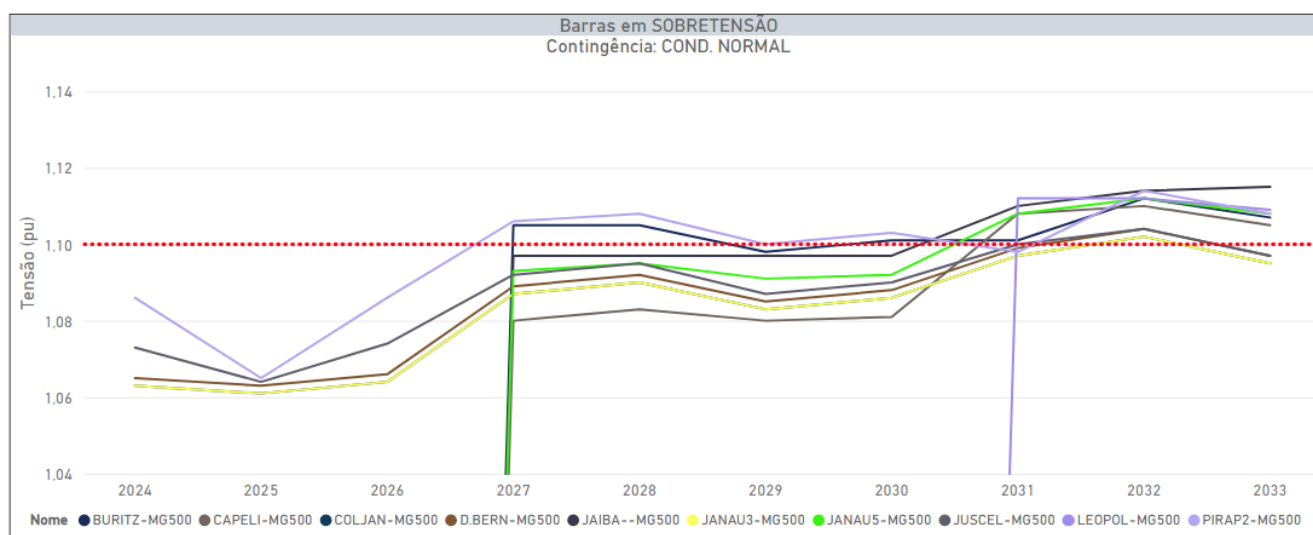


Figura 6-12 - Sobretensões identificadas no estado de Minas Gerais para o período 2024-2033

6.3 Estado do Rio de Janeiro

Ao longo dos últimos anos foram realizados diversos estudos de expansão da transmissão com recomendações que visaram eliminar no médio/longo prazo todos os problemas relativos ao não atendimento aos critérios de Planejamento da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira que atende ao estado do Rio de Janeiro.

Tais recomendações estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030 e afetam sensivelmente os resultados obtidos nas avaliações desse diagnóstico de desempenho elétrico. Dentre as principais recomendações dos estudos da EPE, destaca-se o estudo para o escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo [5] e o estudo para a expansão da capacidade de transmissão da região norte de Minas Gerais [7], ambos contendo obras estruturantes para o Rio de Janeiro.

6.3.1 Violações de Carregamento

Conforme detalhado em [5], a malha 345 kV que atende a região norte do Rio de Janeiro encontra-se no seu limite operativo devido ao elevado número de usinas termelétricas de grande porte conectadas nesta rede. A inviabilidade de expansão das subestações Macaé e Campos 345 kV e as complexidade fundiárias locais, tornam a solução das sobrecargas ilustradas na Figura 6-13 um problema complexo.

No estudo de escoamento do potencial termelétrico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo [5] também foram identificados carregamentos elevados na LT Macaé – Lagos 345 kV, C1 e C2 no ano de 2029, tendo sido proposto referencialmente o seccionamento da LT 345 kV Macaé – Venda das Pedras na SE Lagos. Tal obra poderá ser reavaliada como solução para os problemas indicados na Figura 6-13.

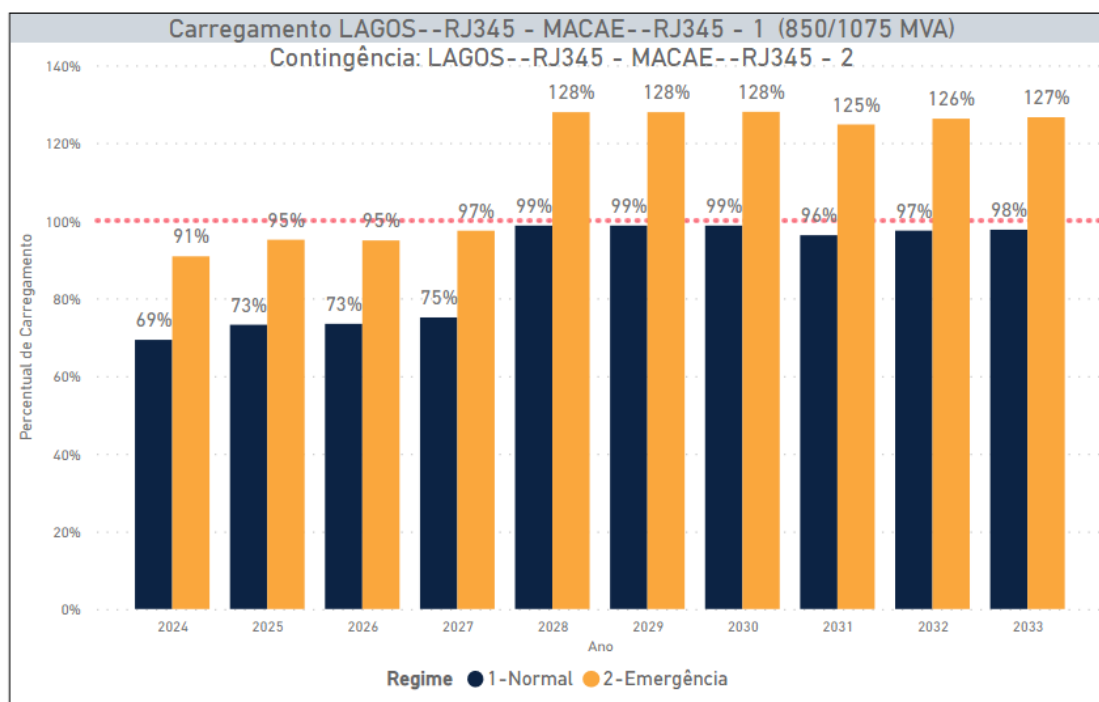


Figura 6-13 - Carregamento da LT Macaé – Lagos 345 kV, C1, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Macaé – Lagos, C2

Já a Figura 6-14 ilustra sobrecargas em todo o período de análise para a transformação 500/138 kV da SE São Jose, na região metropolitana do Rio de Janeiro. Esta subestação possui uma condição operativa particular devido aos elevados níveis de curto-circuito (NCC) nas subestações do sistema elétrico do Rio de Janeiro, e atualmente possui seu barramento 138 kV operando de forma segregada, conforme representado na Figura 6-15. Com essa abertura, os transformadores 500/138 kV da SE São José ficam divididos nos barramentos A1/B1 e A2/B2, reduzindo as contribuições de curto-circuito e em contrapartida a confiabilidade da subestação.

O problema de superação dos níveis de curto-circuito na região metropolitana do Rio de Janeiro já havia sido mapeado anteriormente e atualmente encontra-se em análise pelo Grupo de Curto-Circuito do Rio de Janeiro, coordenado pela EPE e com a participação do ONS, Light, Furnas, Gemini e Petrobras.

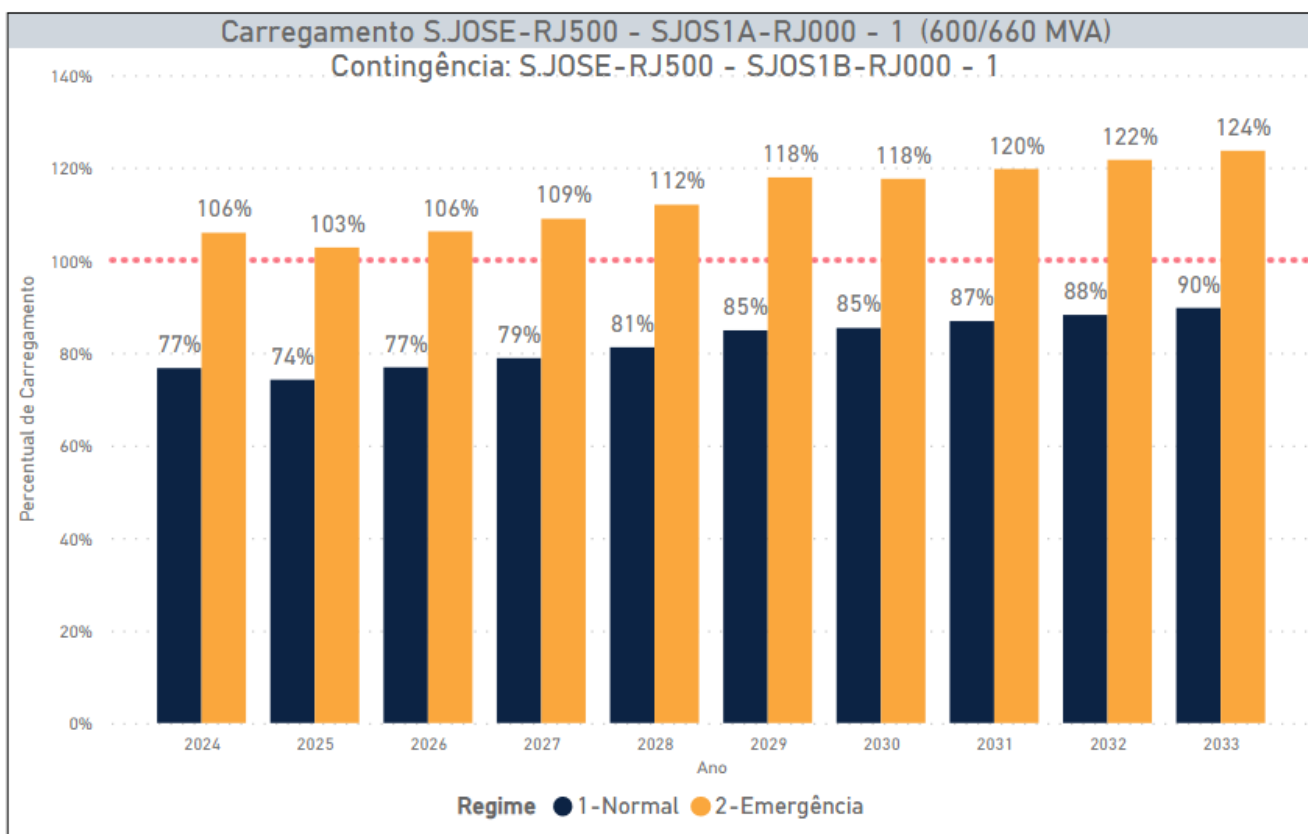


Figura 6-14 - Carregamento da transformação 500/138 kV da SE São José, em regime normal e na contingência de um dos demais transformadores 500/138 kV da subestação

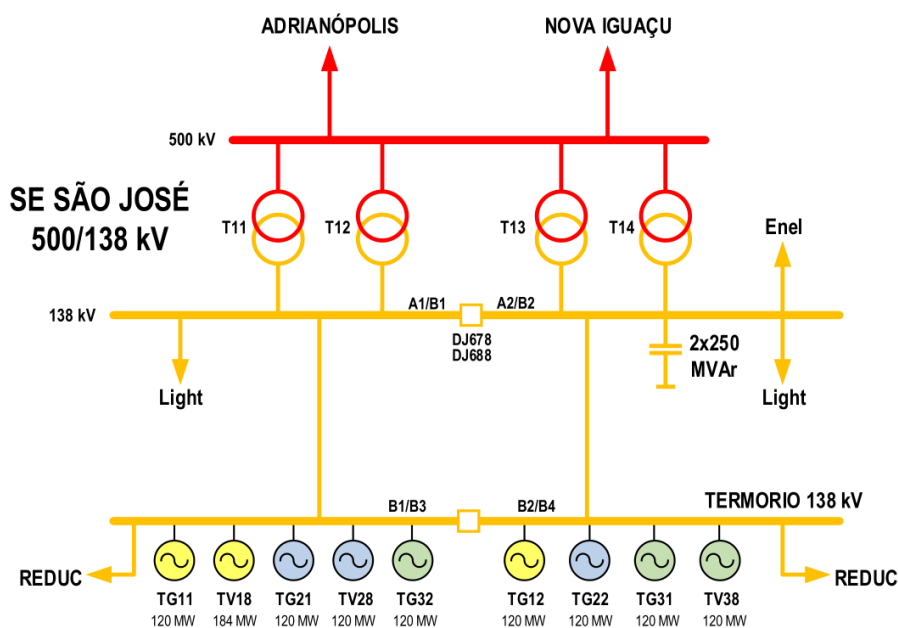


Figura 6-15 - Representação simplificada das transformações 500/138 kV da SE São José e suas conexões, fonte [9]

6.3.2 Violações de Tensão

Não foram identificadas violações de tensão relevantes em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira durante o período analisado para o estado do Rio de Janeiro.

7 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, "Programação de Estudos Anual," 31 12 2021. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-547/Programa%C3%A7%C3%A3o%20Estudos%202021%20-%20final.pdf>.
- [2] EPE, "Dados para Simulações Elétricas do SIN," EPE, 18 01 2021. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin>.
- [3] Ministério de Minas e Energia, "PORTARIA Nº 215, DE 11 DE MAIO DE 2020," 11 05 2020. [Online]. Available: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-215-de-11-de-maio-de-2020-256596195>.
- [4] EPE, "PORTARIA EPE/DEE Nº 1, DE 12 DE JANEIRO DE 2021," 14 01 2021. [Online]. Available: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-epe/dee-n-1-de-12-de-janeiro-de-2021-298909367>.
- [5] EPE, "EPE-DEE-RE-029/2018-rev1 - Expansão do sistema de transmissão para escoamento do Expansão do sistema de transmissão para escoamento do Rio de Janeiro e Espírito Santo," Rio de Janeiro, 2018.
- [6] EPE, "EPE-DEE-RE-094/2017-rev0 - Atendimento à Itabira – Minas Gerais," Rio de Janeiro, 2017.
- [7] EPE, "EPE-DEE-RE-064/2020 - Expansão da Capacidade de Transmissão da Região Norte de Minas Gerais," Rio de Janeiro, 2020.
- [8] EPE, "EPE-DEE-RE-081/2016 - Estudo de Atendimento à região de Governador Valadares," Rio de Janeiro, 2016.
- [9] ONS, "PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA DE MÉDIO PRAZO DO SIN - CICLO 2021-2025 - TOMO 6 – ÁREAS RIO DE JANEIRO E ESPÍRITO," Rio de Janeiro, 2020.
- [10] EPE, "Informe Trimestral sobre os Estudos de Transmissão Previstos na Programação 2021," EPE, 01 04 2020. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/1-informe-trimestral-sobre-os-estudos-de-transmissao-previstos-na-programacao-2021>.
- [11] EPE, "NT EPE-DE-SMA 009/2020 - Análise Socioambiental do Estudo de Escoamento do Potencial Solar do Norte de Minas Gerais: Geração Distribuída e Centralizada," Rio de Janeiro, 2020.
- [12] EPE, "Programação de Estudos Anual," 15 12 2021. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-547/Programa%C3%A7%C3%A3o%20Estudos%202021%20-%20final.pdf>.
- [13] EPE, "EPE-DEE-RE-081/2016 - Estudo de Atendimento à região de Governador Valadares," Rio de Janeiro, 2016.

8 ANEXOS

8.1 Anexo I - Empreendimentos Planejados

As tabelas a seguir apresentam o conjunto de empreendimentos de transmissão localizados nos estados do Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, que influenciam diretamente o desempenho elétrico de seu sistema, e que estão representados nos casos base do Plano Decenal 2030.

8.1.1 Expansão no Estado do Espírito Santo

Tabela 8-1 - Expansão da transmissão planejada para o estado do Espírito Santo

Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
LT 345 kV Viana 2 - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 80 km	2021
SE 345 kV João Neiva 2	Compensador Estático 345 kV, 1 x (-150/+150) Mvar	2021
SE 345/138 kV João Neiva 2	1°, 2° e 3° ATF 345/138 kV, (9+1) x 133 MVA 1Φ	2021
SECC LT 500 kV Mesquita - Viana 2, C1 (CD), na SE Mutum	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2022
LT 500 kV Mesquita - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 240 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Mesquita Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE João Neiva 2	2022
SE 500/345 kV João Neiva 2	1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ 1° Reator de Barra 500 kV, 3 x 33,3 Mvar 1Φ	2022
LT 500 kV Medeiros Neto II - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 283 km 1° Reator de Linha 500 kV, (3 + 1R) x 71.6 MVar 1Φ // SE João Neiva 2 1° Reator de Linha 500 kV, 1 x 71.6 MVar 1Φ // SE Medeiros Neto II	2026
LT 345 kV Viana 2 - Viana, C3	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 7 km	2027
SE 500/345 kV Rio Novo do Sul	2° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 350 MVA 1Φ	2031
SE 500/345 kV Viana 2	3° ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2031

8.1.2 Expansão no Estado do Rio de Janeiro

Tabela 8-2 - Expansão da transmissão planejada para o estado do Rio de Janeiro

Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SE 500/138 kV Nova Iguaçu	2º ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2021
LT 500 kV Fernão Dias - Terminal Rio, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 320 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 45,3 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 45,3 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio	2021
LT 345 kV Lagos - Macaé, C2	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 16 km	2022
LT 138 kV Campos - Mombaça, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336.4 MCM (Linnet), 1 km	2022
SE 345/138 kV Lagos	1º, 2º e 3º ATF 345/138 kV, (9+1R) x 133,33 MVA 1Φ	2022
SE 500/138 kV Nova Iguaçu	3º ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2022
SECC LT 345 kV Comperj - Macaé, C1 (CD), na SE Lagos	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954.0 MCM (Rail), 4 km	2022
LT 500 kV Terminal Rio - Lagos, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 214 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,66 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,66 Mvar 1Φ // SE Lagos	2023
LT 500 kV Lagos - Campos 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 100 km	2023
LT 500 kV Campos 2 - Mutum, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 230 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Campos 2 Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Mutum	2023
SE 500 kV Campos 2	Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 33,3 Mvar 1Φ	2023
SE 500 kV Lagos	Reator de Barra 500 kV, (9+1R) x 50 Mvar 1Φ	2023
SE 138 kV Venda das Pedras	3º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 50 MVar 3Φ	2024
SE 500/138 kV Zona Oeste	2º ATF 500/138 kV, 3 x 300 MVA 1Φ	2024
SE 500/345 kV Adrianópolis	1º ATF 500/345 kV, (3 + 1R) x 300 MVA 1Φ, substituição da unidade 55	2024
SECC LT 138 kV Rocha Leão Furnas - Campos, C2, na SE Iri	Circuito Simples 138 kV, 1 x 556.5 MCM (Dove), 0,5 km	2024
LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 140 km	2025
LT 138 kV Adrianópolis - Alcântara, C1	Circuito Simples 138 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 33 km Desmobilização de 33km da LT atual	2025
SE 345/138 kV Adrianópolis	1º ATF 345/138 kV, 3 x 75 MVA 1Φ, substituição do TR1-A	2025
LT 345 kV Venda das Pedras - Sete Pontes, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 42 km	2026
LT 345 kV Comperj - Venda das Pedras, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 16 km	2026
SE 500/345 kV Adrianópolis	1º ATF 500/345 kV, 3 x 300 MVA 1Φ, substituição da unidade 51	2026
SE 345/138 kV Sete Pontes	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6+1R) x 200 MVA 1Φ	2026
SECC LT 138 kV Adrianópolis - Alcântara, C2 (CD), na SE Itambi	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795.0 MCM (TERN), 1 km	2026
SECC LT 138 kV Adrianópolis - Alcântara, C1 (CD), na SE Itambi	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 795.0 MCM (TERN), 1 km	2026
LT 500 kV Leopoldina 2 - Terminal Rio, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180,3 km Reator de Linha 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ // SE Leopoldina	2031

	Reator de Linha 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio	
--	---	--

8.1.3 Expansão no Estado de Minas Gerais

Tabela 8-3 - Expansão da transmissão planejada para o estado de Minas Gerais

Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
LT 230 kV Itabira 5 - Itabira 2, C1	Recondutoramento para 354/478 MVA - 12 km	2021
LT 230 kV Itabira 5 - Itabira 2, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (Drake), 21 km	2021
LT 230 kV Mesquita - Timóteo 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 30 km	2021
LT 345 kV Betim 6 - Sarzedo, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (Drake), 22 km	2021
LT 345 kV Itabirito 2 - Barro Branco, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 54 km	2021
LT 345 kV Itabirito 2 - Jeceaba, C2	Circuito Simples 345 kV, 2 x 900 MCM (Drake), 45 km	2021
LT 345 kV Itutinga - Jeceaba, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 900 MCM (Drake), 107 km	2021
LT 345 kV Neves 1 - Betim 6, C1	Recapacitação	2021
LT 345 kV Presidente Juscelino - Sete Lagoas 4, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 97 km Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 97 km	2021
LT 345 kV Sete Lagoas 4 - Betim 6, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 43 km	2021
LT 500 kV Estreito - Cachoeira Paulista, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 340 km Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 340 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Estreito Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 80 Mvar 1Φ // SE Cachoeira Paulista	2021
LT 500 kV Padre Paraíso 2 - Governador Valadares 6, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 208 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ // SE Governador Valadares 6 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 50 MVar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2021
LT 500 kV Pirapora 2 - Presidente Juscelino, C1 e C2 (CS)	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 172 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 172 km Reator de Linha Manobrável 500 kV, (6+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Pirapora 2 Reator de Linha Manobrável 500 kV, (6+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Presidente Juscelino	2021
LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 334 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 4 x 90 Mvar 1Φ // SE Padre Paraíso 2 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 90 MVar 1Φ // SE Poções III	2021
LT 500 kV Poções III - Padre Paraíso 2, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 338 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 MVar 1Φ // SE Poções III 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 90 MVar 1Φ // SE Padre Paraíso 2	2021
LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 163 km Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Presidente Juscelino Reator de Linha Manobrável 500 kV, (3+1R) x 23,33 Mvar 1Φ // SE Itabira 5	2021
SE 230 kV João Monlevade 4	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2021
SE 230/138 kV Braúnas	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 53,3 MVA 1Φ	2021
SE 230/138 kV Ipatinga 1	1º ATF 230/138 kV, (3+1R) x 75 MVA 1Φ	2021
SE 230/69 kV João Monlevade 4	1º TF 230/69 kV, (3+1R) x 25 MVA 1Φ 1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2021
SE 230/69 kV Timóteo 2	1º ATF 230/69 kV, (3+1R) x 20 MVA 1Φ	2021

Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SE 345 kV Sarzedo	IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM IB (Interligação de Barras) 345 kV, Arranjo DJM	2021
SE 345/138 kV Betim 6	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6+1R) x 300 MVA 1Φ	2021
SE 345/138 kV Pimenta	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6 + 1R) x 100 MVA 1Φ	2021
SE 345/138 kV Varginha 4	1º Reator de Barra 345 kV, (3 + 1R) x 13 MVar 1Φ 1º e 2º ATF 345/138 kV, (6 + 1R) x 75 MVA 1Φ	2021
SE 500 kV Presidente Juscelino	1º Reator de Barra 500 kV, 3 x 50 Mvar 1Φ	2021
SE 500/230 kV Itabira 5	1º ATF 500/230 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ	2021
SE 500/230 kV Itabira 5	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 33,33 Mvar 1Φ	2021
SE 500/230 kV Itabira 5	2º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2021
SE 500/345 kV Presidente Juscelino	1º ATF 500/345 kV, (3+1R) x 400 MVA 1Φ	2021
SE 500/345/138 kV Neves 1	1º e 2º TF 500/138 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ (SUBSTITUIÇÃO) 1º e 2º TF 138/13,8 kV, 2 x 100 MVA 3Φ (CONEXÃO SÍNCRONOS)	2021
SECC LT 230 kV Itabira 2 - Itabira 4, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 1 km	2021
SECC LT 230 kV Itabira 2 - João Monlevade 2, C1, na SE João Monlevade 4	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 3,5 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 3,5 km	2021
SECC LT 230 kV Itabira 2 - Porto Estrela, C1, na SE Braúnas	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1 km	2021
SECC LT 230 kV Sabará 3 - Itabira 2, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 3,6 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3.6 km	2021
SECC LT 345 kV Furnas - Itutinga, C2, na SE Varginha 4	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 38 km Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (Rail), 38 km	2021
SECC LT 345 kV Neves 1 - Barreiro 1, C1, na SE Betim 6	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 10,5 km Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 10,5 km	2021
SECC LT 345 kV Pimenta - Barreiro 1, C1, na SE Sarzedo	Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1,5 km Circuito Simples 345 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 1,5 km	2021
SECC LT 500 kV Neves 1 - Mesquita, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1 km Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1 km	2021
SECC LT 500 kV Vespasiano 2 - Mesquita, C1, na SE Itabira 5	Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1,5 km Circuito Simples 500 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 1,5 km	2021
LT 230 kV Janaúba 3 - Jaíba, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 94 km	2022
LT 230 kV Porto Estrela - Ipatinga 1, C3	Recondutoramento 1,6 km Adequações SEs Mesquita, Porto Estrela e Ipatinga 1	2022
LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II - Janaúba 3, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 304 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 66 MVar 1Φ // SE Bom Jesus da Lapa II 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 66 MVar 1Φ // SE Janaúba 3	2022
LT 500 kV Janaúba 3 - Pirapora 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 238 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 58 MVar 1Φ // SE Janaúba 3 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, (3 + 1R) x 58 MVar 1Φ // SE Pirapora 2	2022
LT 500 kV Mesquita - João Neiva 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 240 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE Mesquita Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 33,3 Mvar 1Φ // SE João Neiva 2	2022
SE 230/138 kV Jaíba	1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 33,3 MVA 1Φ	2022

Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SE 345/138 kV Juiz de Fora 1	1º e 2º ATF 345/138 kV, (6+1R) x 125 MVA 1Φ	2022
SE 345/138 kV Lafaiete 1	Transporte de Trafo 345/138 kV de 150 MVA da SE Juiz de Fora 1 Infraestrutura para instalação de autotransformador reserva CT (Conexão de Transformador) 345 kV, Arranjo NA	2022
SE 345/230/138 kV Taquaril	1º e 2º Capacitor em Derivação 138 kV, 2 x 50 Mvar 3Φ	2022
SE 500 kV Janaúba 3	3º Reator de Barra 500 kV, (3 + 1R) x 66 MVar 1Φ	2022
SE 500 kV Janaúba 3	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6 + 1R) x 66 MVar 1Φ	2022
SE 500 kV Padre Paraíso 2	Compensador Estático 500 kV, 1 x (-150/+300) Mvar	2022
SE 500 kV Padre Paraíso 2	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2022
SE 500/230/138 kV Janaúba 3	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ	2022
SECC LT 230 kV Governador Valadares 2 - Conselheiro Pena, C1, na SE Governador Valadares 6	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 14 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 14 km	2022
SECC LT 230 kV Mesquita - Governador Valadares 2, C1, na SE Governador Valadares 6	Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 15 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 15 km	2022
SECC LT 230 kV Porto Estrela - Ipatinga 1, C1 (CD), na SE Mesquita	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (TERN), 1 km	2022
SECC LT 500 kV Mesquita - Viana 2, C1 (CD), na SE Mutum	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2022
LT 500 kV Campos 2 - Mutum, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 1113 MCM (BLUEJAY), 230 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Campos 2 Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 20 Mvar 1Φ // SE Mutum	2023
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Mutum, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 165 km 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 35 MVar 1Φ // SE Governador Valadares 6 1º Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 35 MVar 1Φ // SE Mutum	2023
LT 500 kV Presidente Juscelino - Itabira 5, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 180 km 1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, 3 x 23 MVar 1Φ // SE Presidente Juscelino 1º Reator de Linha Manobrável 500 kV, 3 x 23 MVar 1Φ // SE Itabira 5	2023
SE 230/13.8 kV Itabira 2	Custo de transporte de trafo 230/13,8 kV de GV2 p/ Itabira 2 Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Obras civis do módulo de instalação do equipamento) Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Percentual de módulo geral)	2023
LT 138 kV Montes Claros 1 - Montes Claros 5, C1	Circuito Subterrâneo 138 kV, 1,3 km	2024
LT 138 kV Montes Claros 5 - Montes Claros 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,3 km	2024
LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 108 km	2024
SE 138 kV Montes Claros 5	IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT MIG (Terreno Rural) MIM - 138 kV	2024

Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SE 230/13.8 kV Ipatinga 1	Custo de transporte de trafo 230/13,8 kV de GV2 p/ Ipatinga 1 Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Obras civis do módulo de instalação do equipamento) Infraestrutura p/ instalação de trafo 230/13,8 kV (Percentual do módulo geral)	2024
SE 230/138 kV Governador Valadares 2	1° e 2° ATF 138/69 kV, 2 x 40 MVA 3Φ	2024
SE 230/138 kV Governador Valadares 2	1° e 2° TF 230/13,8 kV, 2 x 50 MVA 3Φ	2024
SE 230/138 kV Governador Valadares 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ	2024
SE 345/138 kV Barreiro 1	3° e 4° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 375 MVA 1Φ (SUBSTITUIÇÃO) 1° TF 138/13,8 kV, 1 x 70 MVA 3Φ	2024
SE 345/138 kV Padre Fialho	2° ATF 345/138 kV, 3 x 50 MVA 1Φ	2024
SE 500/230 kV Janaúba 3	3º e 4º ATF 500/230 kV, 6 x 100 MVA 1Φ	2024
SE 500/345 kV Poços de Caldas	1° ATF 500/345 kV, (3+1R) x 560 MVA 1Φ	2024
SE 69/13.8 kV Itabira 2	1° TF 69/13,8 kV, 1 x 33,2 MVA 3Φ	2024
LT 345 kV Leopoldina 2 - Lagos, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 140 km	2025
LT 345 kV Nova Ponte - Araxá 3, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 115 km	2025
LT 345 kV Nova Ponte - Uberlândia 10, C1	Circuito Simples 345 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 57,8 km	2025
LT 345 kV Santos Dumont 2 - Leopoldina 2, C1	Circuito Simples 345 kV, 3 x 795 MCM (TERN), 92 km	2025
SE 345/138 kV Araxá 3	1° ATF 345/138 kV, (3+1R) x 100 MVA 1Φ com LTC e Terc	2025
SE 345/138 kV Leopoldina 2	1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 75 MVA 1Φ	2025
SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2	1º ATF 345/138 kV, (3 + 1R) x 66,67 MVA 1Φ com LTC e Terc	2025
SE 345/138 kV Monte Alegre de Minas 2	1º ATF 345/138 kV, 3 x 66,67 MVA 1Φ com LTC e Terc	2025
SE 345/138 kV Uberlândia 10	1º ATF 345/138 kV, (3 + 1R) x 100 MVA 1Φ com LTC e Terc	2025
SE 500/230/138 kV Paracatu 4	3° TF 500/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2025
SE 500/345 kV Nova Ponte	1° e 2° ATF 500/345 kV, (6+1R) x 100 MVA 1Φ com LTC e Terc	2025
SECC LT 345 kV Itumbiara - Porto Colômbia, C1 (CD), na SE Monte Alegre de Minas 2	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 954.0 MCM (RAIL), 1 km	2025
LT 138 kV Francisco Sá 5 - Montes Claros 2, C1	Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 55 km	2026
LT 138 kV Janaúba 3 - Janaúba 1, C1	Recapitação da LD, 16 km	2026
SE 138 kV Francisco Sá 5	IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT MIG (Terreno Rural) MIM - 138 kV	2026
SE 345/138 kV Montes Claros 2	1° e 2° ATF 345/138 kV, (6+1R) x 125 MVA 1Φ	2026
SE 345/138 kV Sete Lagoas 4	2° ATF 345/138 kV, 3 x 125 MVA 1Φ	2026
SECC LT 138 kV Francisco Sá 2 - Francisco Sá 4, C1, na SE Francisco Sá 5	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 0,5 km	2026
LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 210 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ // SE Arinos 2 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ // SE Paracatu 4	2027
LT 500 kV Buritizeiro 3 - São Gonçalo do Pará, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 316 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ // SE Buritizeiro 3 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ // SE São Gonçalo do Pará	2027

Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
LT 500 kV Buritizeiro 3 - São Gotardo 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 234 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE Buritizeiro 3 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE São Gotardo 2	2027
LT 500 kV Capelinha - Governador Valadares 6, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 134 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ // SE Capelinha Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 24,5 Mvar 1Φ // SE Governador Valadares 6	2027
LT 500 kV Itabirito 2 - Santos Dumont 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 145 km	2027
LT 500 kV Jaguará - Estreito, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 45 km	2027
LT 500 kV Jaíba - Janaúba 5, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 85 km	2027
LT 500 kV Janaúba 5 - Capelinha, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 231 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE Janaúba 5 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 Mvar 1Φ // SE Capelinha	2027
LT 500 kV Janaúba 5 - Janaúba 3, C1	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 22 km	2027
LT 500 kV João Neiva 2 - Viana 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 76 km	2027
LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 293 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ // SE Nova Ponte 3 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ // SE Araraquara 2	2027
LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 286 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ // SE Paracatu 4 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 75 Mvar 1Φ // SE Nova Ponte 3	2027
LT 500 kV Pirapora 2 - Buritizeiro 3, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 31 km	2027
LT 500 kV Presidente Juscelino - Vespasiano 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 135 km EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Presidente Juscelino EL (Entrada de Linha) 500 kV, Arranjo DJM // SE Vespasiano 2	2027
SE 500 kV Capelinha	1º Reator de Barra 500 kV, (3+1R) x 50 Mvar 1Φ	2027
SE 500 kV Nova Ponte 3	1º e 2º Reator de Barra 500 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2027
SE 500/230 kV Jaíba	1º e 2º ATF 500/230 kV, (6+1R) x 250 MVA 1Φ	2027
SE 500/345 kV Buritizeiro 3	1º ATF 500/345 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ	2027
SE 500/345 kV Santos Dumont 2	1º ATF 500/345 kV, (3+1R) x 250 MVA 1Φ	2027
SECC LT 345 kV Itutinga - Juiz de Fora 1, C1, na SE Santos Dumont 2	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 9 km	2027
SECC LT 345 kV Pirapora 2 - Três Marias, C1, na SE Buritizeiro 3	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 1113 MCM (BLUEJAY), 14,3 km	2027
SECC LT 345 kV Pirapora 2 - Várzea da Palma, C1, na SE Buritizeiro 3	Circuito Duplo 345 kV, 2 x 900 MCM (RUDDY), 33,4 km	2027
SECC LT 500 kV Bom Despacho 3 - Ouro Preto, C1, na SE São Gonçalo do Pará	Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,6 km	2027

Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
LT 500 kV Campinas - Marimbondo II, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795.0 MCM (TERN), 373 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,6 Mvar 1Φ // SE Campinas Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 82,6 Mvar 1Φ // SE Marimbondo II	2030
SECC LT 500 kV Marimbondo II - Assis, C1, na SE Assis 2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (Rail), 2,3 km Circuito Simples 500 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 2.3 km	2030
LT 500 kV Arinos 2 - Paracatu 4, C2	Circuito Simples 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 210 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ // SE Arinos 2 Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ // SE Arinos 2	2031
LT 500 kV Buritizeiro 3 - São Gonçalo do Pará, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 316 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ // SE Buritizeiro 3 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ // SE São Gonçalo do Pará	2031
LT 500 kV Capelinha - Governador Valadares 6, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 134 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ // SE Capelinha Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 24,5 Mvar 1Φ // SE Governador Valadares 6	2031
LT 500 kV Governador Valadares 6 - Leopoldina, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 305,4 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ // SE Governador Valadares 6 Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 36,67 Mvar 1Φ // SE Leopoldina	2031
LT 500 kV Janaúba 5 - Capelinha, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 231 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ // SE Janaúba 5 Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 60 Mvar 1Φ // SE Capelinha	2031
LT 500 kV Janaúba 5 - Presidente Juscelino, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 310,3 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ // SE Janaúba 5 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 83,33 Mvar 1Φ // SE Presidente Juscelino	2031
LT 500 kV Leopoldina 2 - Terminal Rio, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 180,3 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ // SE Leopoldina Reator de Linha Fixo 500 kV, (6+1R) x 16,67 Mvar 1Φ // SE Terminal Rio	2031
LT 500 kV Nova Ponte 3 - Araraquara 2, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 293 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // SE Nova Ponte 3 Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // SE Araraquara 2	2031
LT 500 kV Nova Ponte 3 - Ribeirão Preto, C1	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 222,9 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Nova Ponte 3 Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 55 Mvar 1Φ // SE Ribeirão Preto	2031
LT 500 kV Paracatu 4 - Nova Ponte 3, C2	Circuito Simples 500 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 286 km Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // SE Paracatu 4 Reator de Linha Fixo 500 kV, 3 x 75 Mvar 1Φ // SE Nova Ponte 3	2031
SE 500/230 kV Jaíba	3º ATF 500/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2031
SE 500/345 kV Leopoldina 2	IB (Interligação de Barras) 500 kV, Arranjo DJM	2031

Empreendimento	Itens de obra	Data prevista
SECC LT 500 kV Itumbiara - Nova Ponte, C1, na SE Nova Ponte 3	Circuito Duplo 500 kV, 3 x 954 MCM (RAIL), 13 km	2031

8.2 Anexo II - Programação de Estudos do GET Sudeste

Atendendo ao disposto no §4º do Art. 3º da Portaria nº 215, de 11 de maio de 2020 [3], a EPE divulga trimestralmente um informe contendo o estágio de execução dos estudos de transmissão previstos de serem realizados sob a sua coordenação ao longo do ano, a Tabela 8-4 apresenta as atividades do GET Sudeste previstas na programação do ano de 2021. A íntegra do documento, com as atividades dos demais grupos de estudo, encontra-se disponível no site da EPE [10].

Tabela 8-4 - Estudos de transmissão previstos para 2021 na programação do GET Sudeste

Estudo/Atividade	Status	Previsão de Término
Soluções para contornar os elevados níveis de curto-circuito na área do Rio de Janeiro	Em andamento	Maio/2021
Atendimento à região norte do estado do Espírito Santo	Em andamento	Abril/2021
Atendimento à região sudoeste de Minas Gerais	Previsto	Dezembro/2021