



Diagnóstico Regional PDE 2034

Volume IV – GET Sudeste

Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro

SETEMBRO DE 2025

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



■ Colaboradores

RELATÓRIO

EPE-DEE-RE-027/2025-REV0

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Lucas Simões de Oliveira

Equipe Técnica

Anderson de Melo Mattos

Armando Leite Fernandes

Bruno Cesar Mota Maçada

Davi Jose Alvarez Magalhaes

Joao Mauricio Caruso

Marcelo Luiz de Carvalho Moura Moreira

Thiago Lima Soares Mourão

Tiago Veiga Madureira

Wilson Dutra Sampaio

Lucas Alves de Melo Vale (estagiário)

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios



VALOR PÚBLICO

A EPE APRESENTA ANUALMENTE OS DIAGNÓSTICOS REGIONAIS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA, DE ACORDO COM AS PROJEÇÕES ESTABELECIDAS NO CICLO DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA (PDE).

COM ESTE RELATÓRIO, QUE TRAZ INFORMAÇÕES SOBRE O DESEMPENHO DA REDE PARA O HORIZONTE 2028-2039, A EPE TRAZ TRANSPARÊNCIA E DIMINUI A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÕES SOBRE PANORAMA SOBRE POSSÍVEIS RESTRIÇÕES FUTURAS DA REDE, IDENTIFICANDO A DATA PREVISTA DA RESTRIÇÃO, GRAU DE SEVERIDADE E LOCALIZAÇÃO. ESSES DADOS SERVIRÃO DE INSUMOS PARA A ABERTURA DE NOVOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO E SUA PRIORIZAÇÃO NO ÂMBITO DA PROGRAMAÇÃO DE ESTUDOS DE CADA GRUPO DE ESTUDO DE TRANSMISSÃO (GET).

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Gustavo Cerqueira Ataíde



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos
e Ambientais**

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

 Empresa de Pesquisa Energética	Contrato Data de assinatura	
Projeto Plano Decenal 2034		
Área de estudo Diagnóstico Regional da Rede de Transmissão		
Sub-área de estudo GET Sudeste		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-027-2025-rev0 Diagnóstico Regional PDE 2034 – Volume IV – GET Sudeste Espírito Santo, Minas Gerais e Rio de Janeiro		
Revisões rev0	Data 13/09/2025	Descrição sucinta Emissão Original

SUMÁRIO

SUMÁRIO	6
1 INTRODUÇÃO	12
2 CONCLUSÕES	13
2.1 Rio de Janeiro	13
2.2 Espírito Santo	13
2.3 Minas Gerais.....	13
3 RECOMENDAÇÕES.....	15
3.1 Rio de Janeiro	15
3.2 Espírito Santo	15
3.3 Minas Gerais.....	16
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	17
4.1 Evolução da Expansão do Mercado	17
4.1.1 Rio de Janeiro	18
4.1.2 Espírito Santo	19
4.1.3 Minas Gerais.....	20
4.2 Evolução da Expansão da Geração	21
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão	22
5 CENÁRIOS ANALISADOS	24
5.1 Rio de Janeiro e Espírito Santo.....	24
5.1.1 Cenário 1: Atendimento à Ponta – Carga Máxima Noturna.....	24
5.1.2 Cenário 1-A: Atendimento à Ponta – Carga Máxima Noturna - Abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açú C1 e C2.....	25
5.1.3 Cenário 2: Nordeste Exportador – Carga Máxima Diurna.....	25
5.1.4 Cenário 2-A: Nordeste Exportador – Carga Máxima Diurna – Bipolos elevados	26
5.1.5 Cenário 3: Nordeste Exportador – Carga Máxima Diurna – Elevada Geração Térmica no RJ/ES 26	
5.1.6 Cenário 3-A: Nordeste Exportador – Carga Máxima Diurna – Elevada Geração Térmica no RJ/ES – Abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açú C1 e C2	26
5.1.7 Cenário 3-B: Nordeste Exportador – Carga Máxima Diurna – Abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açú C1 e C2 – Elevação dos Bipolos de Belo Monte para 2500 MW	26
5.2 Minas Gerais.....	27
5.2.1 Cenário 1-A: Carga Máxima Diurna com elevada exportação do submercado Nordeste.....	27
5.2.2 Cenário 1-B: Carga Máxima Noturna com elevada exportação do submercado Nordeste ..	27
5.2.3 Cenário 2-A: Carga Máxima Diurna com elevada exportação do submercado Norte	27
5.2.4 Cenário 2-B: Carga Máxima Noturna com elevada exportação do submercado Norte.....	28
5.2.5 Cenário 3: Carga Mínima Diurna com elevada geração fotovoltaica no estado de MG	28
5.2.6 Cenário 4: Baixo carregamento na rede básica no estado de MG para avaliação de sobretensões.....	28
6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA RIO DE JANEIRO E ESPÍRITO SANTO	29
6.1 Estado do Rio de Janeiro	29
6.1.1 Malha em 345 kV da Região Norte Fluminense	29
6.1.2 Malha em 500 kV da Região Norte Fluminense	35
6.1.3 Transformações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira do RJ	38
6.1.4 Demais Instalações de Transmissão (DITs).....	45
6.1.5 Rede de Distribuição	47
6.2 Estado do Espírito Santo	50
6.2.1 Malha em 345 kV da Região Metropolitana de Vitória.....	50
6.2.2 Transformações da Rede Básica e Fronteira	54
6.2.3 Rede de Distribuição	56
7 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA MINAS GERAIS	59
7.1 Área Norte.....	59

7.2	Área Central e Mantiqueira	63
7.3	Área Sul	65
7.4	Área Leste.....	66
7.5	Área Triângulo Mineiro	75
8	REFERÊNCIAS	76

■ Lista de Figuras

Figura 4-1 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado do Rio de Janeiro	18
Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado do Espírito Santo	19
Figura 4-3 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado de Minas Gerais	20
Figura 4-4 - Mapa geoeletrico do estado do Rio de Janeiro	22
Figura 4-5 - Mapa geoeletrico do estado do Espírito Santo	22
Figura 4-6 - Mapa geoeletrico do estado de Minas Gerais	23
Figura 6-1 – Sistema de transmissão em 345 kV da região Norte Fluminense	29
Figura 6-2 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2	30
Figura 6-3 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C1, em regime normal e na contingência do C3	31
Figura 6-4 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2	31
Figura 6-5 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C3, em regime normal e na contingência do C1	32
Figura 6-6 - Carregamento da LT 345 kV Lagos - Comperj, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras.	32
Figura 6-7 - Carregamento da LT 345 kV Lagos - Comperj, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras.	33
Figura 6-8 - Carregamento da LT 345 kV Lagos - Comperj, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras com elevação dos bipolos.	33
Figura 6-9 - Carregamento da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Comperj.	34
Figura 6-10 - Carregamento da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Comperj.	34
Figura 6-11 - Carregamento da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Comperj.	35
Figura 6-12 - Sistema de transmissão da região Norte Fluminense	36
Figura 6-13 - Carregamento da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2	37
Figura 6-14 - Carregamento da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2, com antecipação da LTs 500 kV Terminal Rio/Leopoldina 2/Governador Valadares para 2028	37
Figura 6-15 - Carregamento da LT 500 kV Lagos – Terminal Rio C1, em regime normal e na contingência do C2.	38
Figura 6-16 - Carregamento da LT 500 kV Lagos – Terminal Rio C1, em regime normal e na contingência do C2, com antecipação da LTs 500 kV Terminal Rio/Leopoldina 2/Governador Valadares para 2028	38
Figura 6-17 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Resende, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Cachoeira Paulista/Resende.	39
Figura 6-18 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Grajaú, em regime normal e na contingência de um banco paralelo.	39
Figura 6-19 - Carregamento da transformação 500/138 kV de São José, em regime normal e na contingência de um banco paralelo.	40
Figura 6-20 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Zona Oeste, em regime normal e na contingência de um banco paralelo.	40
Figura 6-21 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Nova Iguaçu, em regime normal e na contingência de um banco paralelo.	41
Figura 6-22 - Carregamento da transformação 500/345 kV de Nova Iguaçu, em regime normal e na contingência de um banco paralelo.	41
Figura 6-23 - Carregamento da transformação 500/345 kV de Adrianópolis, em regime normal e na contingência da transformação 500/345 kV de Nova Iguaçu.	42
Figura 6-24 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Adrianópolis, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.	42
Figura 6-25 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Jacarepaguá, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.	43
Figura 6-26 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Sete Pontes, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.	43
Figura 6-27 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Venda das Pedras, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.	44
Figura 6-28 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Lagos, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.	44
Figura 6-29 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Campos, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.	45
Figura 6-30 - Carregamento da LT 138 kV São José – Imbariê C1, em regime normal e na contingência do C2	46
Figura 6-31 - Carregamento da LT 138 kV Casimiro de Abreu – Rocha Leão, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras	47

Figura 6-32 - Carregamento da LT 138 kV Magé – Rocha Leão, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras.....	47
Figura 6-33 - Carregamento da transformação 138/69 kV da SE Italva, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Leopoldina - Lagos.	48
Figura 6-34 - Carregamento da transformação 138/69 kV da SE Italva, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Leopoldina - Lagos.	48
Figura 6-35 - Carregamento da LT 138 kV SFE – Nova Iguaçu, em regime normal e na contingência do ATF 06 500/138 kV da SE Nova Iguaçu.....	49
Figura 6-36 - Carregamento da LT 138 kV Santa Cruz – Marinha, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Santa Cruz/Brisamar.	49
Figura 6-37 - Carregamento da LT 138 kV Brisamar – Marinha, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Santa Cruz/Brisamar.	50
Figura 6-38 – Sistema em 345 kV da Região Metropolitana de Vitória.	50
Figura 6-39 - Carregamento da LT 345 kV Viana 2 – Viana C1, em regime normal e na contingência do C2.	51
Figura 6-40 - Carregamento da LT 345 kV Viana – Vitória, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum.	52
Figura 6-41 - Carregamento da LT 345 kV Viana – Vitória, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Rio Novo do Sul - Vitória.	52
Figura 6-42 - Carregamento da LT 345 kV Viana – Vitória, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Rio Novo do Sul – Mutum, com antecipação do eixo Medeiros Neto – Viana 2.....	53
Figura 6-43 - Carregamento da LT 345 kV Viana – Vitória, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Rio Novo do Sul – Mutum, desconsiderando fatores limitantes.....	53
Figura 6-44 - Carregamento da transformação 500/345 kV da SE Viana 2, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.	54
Figura 6-45 - Carregamento do AT 04 345/138 kV da SE Vitória, em regime normal e na contingência do AT 05.	55
Figura 6-46 - Carregamento da transformação 230/138 kV da SE Verona, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.	55
Figura 6-47 - Carregamento da transformação 230/138 kV da SE Verona, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.	56
Figura 6-48 – Carregamento da LT 138 kV Viana/Ceasa, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana - Vitória.	56
Figura 6-49 - Carregamento da LT 138 kV Alto Lage/Ceasa, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana – Vitória.	57
Figura 6-50 - Carregamento da LT 138 kV Mascarenhas – São Gabriel, em regime normal e na contingência da LT 230 kV Mascarenhas - Verona.	57
Figura 6-51 - Carregamento da LT 138 kV Terminal Jaguaré - Jaguaré, em regime normal e na contingência do AT 01 230/138 kV da SE São Mateus 2.	58
Figura 6-52 - Carregamento da LT 138 kV João Neiva – Rio Quartel, em regime normal e na contingência da LT 230 kV Mascarenhas - Linhares.	58
Figura 7-1 - Carregamento do transformador remanescente da SE 230/138 kV Jaíba na contingência do transformador paralelo.....	59
Figura 7-2 - Carregamento da SE 230/138 kV Janaúba 3 em condição normal de operação.....	60
Figura 7-3 - Carregamento do transformador remanescente da SE 345/138 kV Pirapora 2 na contingência do banco paralelo (cenário de carga mínima diurna).....	60
Figura 7-4 - Carregamento dos transformadores remanescentes SE 500/138 kV Paracatu 4 na contingência de um dos transformadores.....	60
Figura 7-5 - Demanda reprimida da região Noroeste de MG.....	61
Figura 7-6 - Carregamento do transformador remanescente da SE 345/138 kV Pirapora 2 na contingência do banco paralelo (cenário de carga máxima noturna).....	62
Figura 7-7 - Carregamento da LT 345 kV Betim 6 - Barreiro na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo.....	63
Figura 7-8 - Carregamento da LT 345 kV Itabirito 2- Ouro Preto 2 na contingência de um dos TRs 500/345 kV da SE Itabirito 2.....	63
Figura 7-9 - Carregamento da LT 345 kV Jeceaba - Itabirito 2 C1 na contingência do C2.....	64
Figura 7-10 - Carregamento da LT 345 kV Conselheiro Lafaiete – Jeceaba na contingência da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba.....	64
Figura 7-11 - Carregamento da LT 345 kV Barbacena – Conselheiro Lafaiete na contingência do TR 500/345 kV da SE Santos Dumont 2.....	64
Figura 7-12 - Carregamento do TR 500/345 kV da SE Santos Dumont 2 em condição normal de operação.....	65
Figura 7-13 - Carregamento da LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas C1 na contingência do C2.....	65
Figura 7-14 - Carregamento da LT 345 kV Poços de Caldas - Guarulhos C1 na contingência do C2.....	66
Figura 7-15 - Esquemático da SE 230/13,8 kV Timóteo.....	67
Figura 7-16 - Localização SE 230/13,8 kV Timóteo.....	68
Figura 7-17 - Sistema 13,8 kV da região de Timóteo e Coronel Fabriciano.....	69

Figura 7-18 - Nova LT 230 kV Mesquita-Timóteo 2 e Nova SE 230/69 kV Timóteo 2	70
Figura 7-19 - Sistema de 13,8 kV da região de Timóteo e Coronel Fabriciano	71
Figura 7-20 - Obras propostas pela CemigGT na SE 230/13,8 kV Timóteo	72
Figura 7-21 - Diagrama Unifilar SE Nova Era 2.....	73
Figura 7-22 - Entorno da SE Nova Era 2	73
Figura 7-23 - Diagrama Unifilar SE Conselheiro Pena	74
Figura 7-24 - Carregamento da LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2	75
Figura 7-25 - Carregamento da LT 345 kV Jaguará – Luiz Carlos Barreto na contingência da LT 500 kV Jaguará – Estreito C2	75

■ Lista de Tabelas

Tabela 4-1 - Geração considerada nos estados do GET Sudeste	21
Tabela 5-1 – Cenários de atendimento ao Rio de Janeiro e Espírito Santo	24
Tabela 5-2 - Percentuais de Geração Hidráulica	25
Tabela 5-3 - Cenários adicionais de atendimento ao estado de Minas Gerais	27
Tabela 6-1 – Lista de DITs do Rio de Janeiro	45

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 identificar a necessidade de eventuais novos estudos específicos de planejamento da expansão da rede elétrica brasileira, servindo de insumo para a Programação Anual de Estudos de Transmissão, 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 [1], disponibilizada pela EPE no âmbito do Plano Decenal de Energia - PDE 2034. O horizonte de diagnóstico se inicia no ano de 2028 – prazo mínimo para efetiva entrada em operação de reforços estruturais – e vai até o ano de 2039, permitindo uma visão de futuro cinco anos à frente do horizonte decenal.

A Portaria MME nº 215/2020 [2] instituiu os Grupos de Estudos de Transmissão – GETs, cuja abrangência eletrogeográfica, definida pela EPE, consta na Portaria EPE/DEE nº 1/2021 [3]. Visando facilitar a organização, a apresentação e a divulgação dos resultados dos diagnósticos regionais, os resultados das análises são representados em um total de 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

2 CONCLUSÕES

Após as simulações e atualizações de cenários para a carga e geração foi possível traçar um diagnóstico de longo prazo para as unidades federativas do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Minas Gerais, no qual avaliou-se as condições de atendimento da rede existente e do sistema planejado. O diagnóstico identificou algumas restrições de carregamento e de tensão, que serão tratadas ao longo da programação de atividades do GET.

2.1 Rio de Janeiro

No estado do **Rio de Janeiro**, foram identificados problemas no sistema de 345 kV da região Norte Fluminense a partir de 2034, na contingência de circuitos da região, indicando possibilidade de esgotamento desse sistema, de modo que os circuitos serão monitorados para possível programação oportuna de estudo

Também foi verificada considerável redução nos carregamentos das LTs 500 kV Campos 2/Lagos/Terminal Rio, principalmente após a entrada em operação do eixo 500 kV Terminal Rio - Leopoldina – Governador Valadares C1 e C2, prevista para meados de 2029.

Em relação às DITs (Demais Instalações de Transmissão), foram apontados problemas nas LTs 138 kV São José/Imbariê e Rocha Leão/Magé. Sobre os problemas na Rede de Distribuição, foram citadas sobrecargas nas LTs 138 kV UTE Seropédica/Nova Iguaçu, Santa Cruz/Tap Marinha, Brisamar/Tap Marinha e na transformação 138/69 kV de Italva.

No Diagnóstico atual não foram constatados problemas nas transformações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

2.2 Espírito Santo

No estado do **Espírito Santo**, foram identificadas sobrecargas nos bancos de transformadores de Viana 2 500/345 kV e Verona 230/138 kV, quando da perda de bancos paralelos, a partir de 2028 e 2031 respectivamente.

Nos anos finais do horizonte, foram observadas sobrecargas nas transformações 345/138 kV de Vitória e Viana, em condições de emergência de um dos bancos em paralelo. Também foram verificados problemas em condições de contingência na LT 345 kV Viana/Vitória, em todo o horizonte simulado.

Em relação ao sistema em 138 kV, foram observados problemas na região de Viana e nas LTs 138 kV Mascarenhas/São Gabriel, Terminal Jaguaré/Jagaré e João Neiva/Rio Quartel. Ressalta-se que as sobrecargas da Região Metropolitana de Vitória estão sendo estudadas no âmbito do Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Vitória.

2.3 Minas Gerais

No estado de **Minas Gerais**, foi identificada a possibilidade de carregamentos elevados no sentido de fluxo reverso nas transformações de fronteira da região Norte, especificamente nas subestações

Jaíba, Janaúba 3, Pirapora 2 e Paracatu 4. A necessidade de reforços ou ampliações nessas instalações deverá ser avaliada considerando a baixa permanência dos cenários onde essas sobrecargas são verificadas, que ocorrem somente em períodos de carga reduzida e elevada geração fotovoltaica, seja ela centralizada ou proveniente de MMGD.

Outra questão observada nesse diagnóstico, mais especificamente no Noroeste do estado, está relacionada com um elevado montante de demanda reprimida associada à expansão do setor de Agronegócio. A rede de distribuição atual e planejada não é suficiente para atender às previsões de carga da distribuidora. Em função disso, está programado um estudo R1 da EPE, com início previsto para o 2º semestre de 2025, visando avaliar eventuais reforços e novos pontos de fronteira na região.

Na região Central e na Mantiqueira, foram verificadas possibilidades de sobrecargas em linhas de transmissão 345 kV, além do transformador 500/345 kV da SE Santos Dumont 2. Esses problemas já haviam sido identificados no diagnóstico do PDE 2033, e soluções estruturais estão sendo avaliadas por estudo em andamento na EPE.

Na região Sul do estado, foram identificadas sobrecargas no eixo 345 kV Furnas – Poços de Caldas – Guarulhos, que estão sendo avaliadas por estudo em andamento pelo GET São Paulo.

Com relação a região Leste, encontra-se em andamento um estudo para avaliação das condições de atendimento às cargas e aos requisitos dos Procedimentos de Rede das subestações Timóteo 1, Nova Era 2 e Conselheiro Pena.

Na região do Triângulo Mineiro foram verificadas possibilidades de sobrecargas, em situações de continência, na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 e na LT 345 kV Jaguará – Luiz Carlos Barreto. Esses resultados serão compatibilizados com estudos em andamento da equipe de interligações da EPE e com o ONS, para embasar início de estudo em 2026 que recomende eventuais soluções estruturais para esses problemas.

Ressalta-se que todas as avaliações mencionadas deverão estar harmonizadas com as informações do SGPMR 2025, referentes ao final de vida útil técnica dos equipamentos da Rede Básica e de DITs, procurando-se determinar os investimentos de forma mais otimizada possível.

3 RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2034 para o GET Sudeste, bem como as ponderações efetuadas ao longo dos capítulos 6 e 7, identificaram-se regiões candidatas a estudos futuros.

Esses estudos, apresentados a seguir, deverão ser oportunamente programados junto ao MME. Ressalta-se, no entanto, que alguns deles já constam na Programação de Estudos de 2025, aprovada pelo MME.

3.1 Rio de Janeiro

- 1) Acompanhar o desempenho do sistema em 345 kV entre Macaé e a região metropolitana do Rio de Janeiro, que opera com elevados carregamentos em parte do horizonte analisado. Quando oportuno, deve-se programar estudo específico para a região;
- 2) Iniciar o Estudo de curto-circuito da região metropolitana do Rio de Janeiro – parte 2, conforme previsto na programação anual de estudos de transmissão da EPE;
- 3) Acompanhar, de forma conjunta com Eletrobras Furnas, o desempenho das DITs São José/Imbariê e Magé/Rocha Leão;
- 4) Acompanhar, de forma conjunta com a distribuidora LIGHT, o desempenho das LTs 138 kV da região de Santa Cruz, afetadas por contingências de equipamentos pertencentes à Rede Básica, que apresentam problemas a partir de 2031;
- 5) Acompanhar, de forma conjunta com a distribuidora LIGHT no âmbito do Estudo de curto-circuito da região metropolitana do Rio de Janeiro – parte 2, o desempenho das LTs 138 kV UTE Seropédica/Nova Iguaçu, afetadas por contingências de equipamentos pertencentes à Rede Básica, que apresentam problemas a partir de 2028;
- 6) Acompanhar, de forma conjunta com a distribuidora ENEL-RJ, o desempenho da transformação 138/69 kV da SE Italva, afetada por contingência de equipamentos pertencentes à Rede Básica, que apresentam problemas a partir de 2038;
- 7) Acompanhar as solicitações de acesso de grandes consumidores e geradores.

3.2 Espírito Santo

- 1) Concluir Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Vitória, já iniciado, propondo soluções estruturais para a LT 345 kV Viana/Vitória, transformação 500/345 kV de Viana 2 e para o sistema de Distribuição da região de Viana;
- 2) Avaliar o desempenho da transformação 230/138 kV de Verona no âmbito do Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de Vitória, se oportuno;

- 3) Acompanhar, de forma conjunta com a EDP-ES, o desempenho das LTs 138 kV Mascarenhas/São Gabriel, Terminal Jaguaré/Jagaré e João Neiva/Rio Quartel, afetadas por contingências de equipamentos pertencentes à Rede Básica;
- 4) Acompanhar as solicitações de acesso de grandes consumidores e geradores.

3.3 Minas Gerais

- 1) Concluir os estudos, já iniciados, de avaliação do desempenho da malha 345 kV da Região Central e Mantiqueira de Minas Gerais.
- 2) Dar prosseguimento às análises do recém-iniciado estudo para avaliação do atendimento às demandas reprimidas do setor de Agronegócio na região Noroeste de Minas Gerais, conforme previsto na programação anual de estudos de transmissão da EPE;
- 3) Dar prosseguimento às análises do recém-iniciado estudo para avaliação do atendimento à região Leste de Minas Geração, que irá analisar as condições e requisitos das subestações Timóteo 1, Nova Era 2 e Conselheiro Pena, conforme previsto na programação anual de estudos de transmissão da EPE;
- 4) Acompanhar o andamento de novos estudos de interligações e conexão de grandes cargas, em andamento na EPE, que podem influenciar de forma significativa o desempenho da rede de transmissão de Minas Gerais;
- 5) Acompanhar estudo em andamento do GET São Paulo com relação ao atendimento à Grande São Paulo, de modo a se garantir que as soluções propostas eliminem as sobrecargas identificadas no eixo 345 kV Furnas – Poços de Caldas – Guarulhos;
- 6) Avaliar necessidade de reforços ou ampliações nas subestações de fronteira na região Norte do estado, especificamente com relação as SEs: Jaíba, Janaúba, Pirapora 2 e Paracatu 4, reavaliando-se os critérios para montagem dos cenários de análise, bem como acompanhar a efetiva implantação dos empreendimentos fotovoltaicos na região;

Adicionalmente, ressalta-se que todas essas avaliações citadas deverão estar harmonizadas com as informações do SGPMR 2025.

4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE

O sistema elétrico dos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Minas Gerais é formado por uma extensa malha de transmissão de Rede Básica com tensões de 500 kV, 345 kV e 230 kV. Completam ainda o sistema analisado Demais Instalações de Transmissão (DIT) nas tensões de 138 kV e 69 kV.

Os maiores centros de consumo da abrangência do GET estão localizados nas proximidades das regiões metropolitanas do Rio de Janeiro, Vitória e Belo Horizonte. 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 2034. 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 2035 a 2039.

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. Destaca-se que o estado de São Paulo é objeto de um GET à parte, portanto, não será analisado nesse documento.

4.1 Evolução da Expansão do Mercado

No estado do Rio de Janeiro verificou-se aumento médio da ordem de 1,1% por ano nos patamares de carga bruta máxima noturna, 0,8% no patamar de carga bruta máxima diurna, 1,2% no patamar de carga bruta mínima noturna e de 1,0% no patamar de carga bruta mínima diurna. O patamar de carga máxima noturna é o mais crítico para o estado, em termos de carga bruta e líquida. A potência instalada de MMGD varia de 2.500 MW em 2028 para 4.600 MW em 2039.

No estado do Espírito Santo, verificou-se aumento médio da ordem de 2,5% por ano nos patamares de carga bruta máxima noturna e diurna, 1,9% no patamar de carga bruta mínima noturna e de 2,3% no patamar de carga bruta mínima diurna. O patamar de carga máxima diurna é o mais crítico para o estado, ainda que, considerando-se a carga líquida, o patamar de carga máxima noturna seja o de maior demanda. A potência instalada de MMGD varia de 1000 MW em 2028 para 2700 MW em 2039.

No estado de Minas Gerais, verificou-se uma projeção de crescimento médio da demanda de cerca de 2% ao ano em todos os patamares de carga. O patamar de carga máxima diurna possui a maior demanda bruta, porém com a parcela de carga atendida localmente pela MMGD, a demanda líquida é reduzida consideravelmente. A potência instalada de MMGD aumenta de 8,9 GW até cerca de 12 GW em 2039.

Com base nas informações contidas nas informações a seguir, pode-se concluir que o patamar de carga máxima noturna é o de maior demanda para o atendimento às cargas da Região Sudeste. No entanto, desafios operativos para escoamento da geração distribuída também são esperados nos períodos diurnos, especialmente em Minas Gerais e no Espírito Santo.

4.1.1 Rio de Janeiro

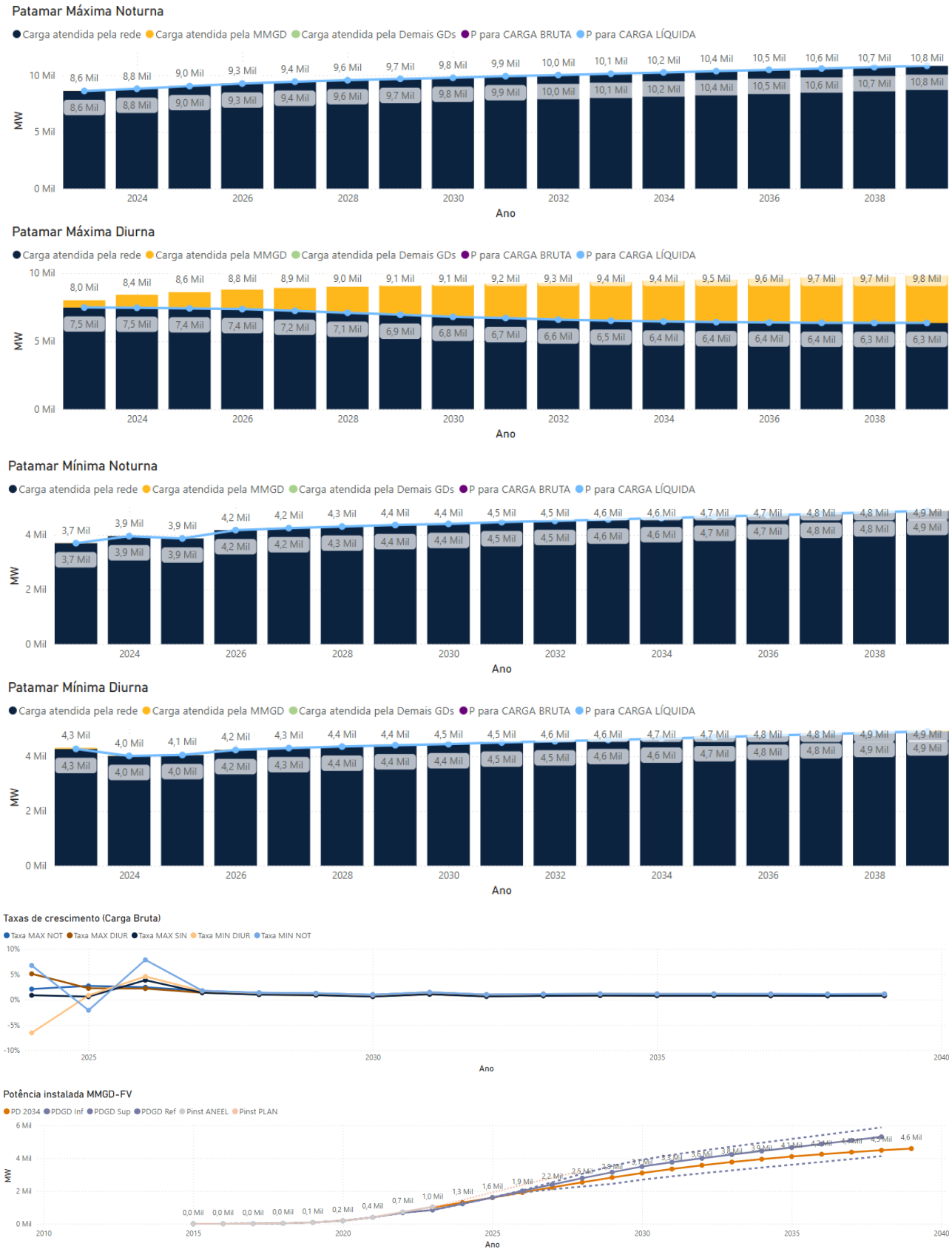


Figura 4-1 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado do Rio de Janeiro

4.1.2 Espírito Santo

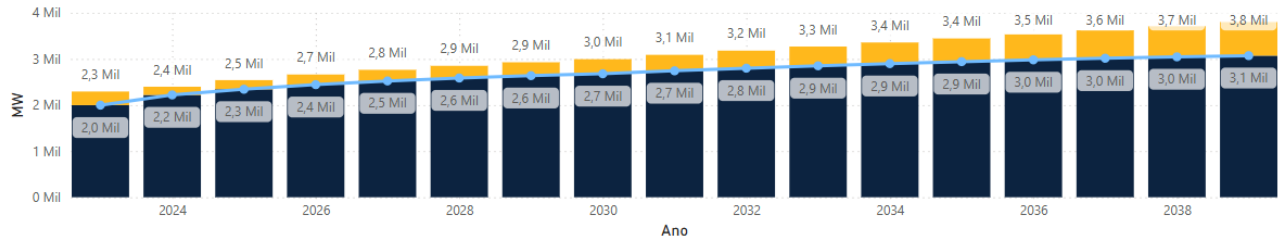
Patamar Máxima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



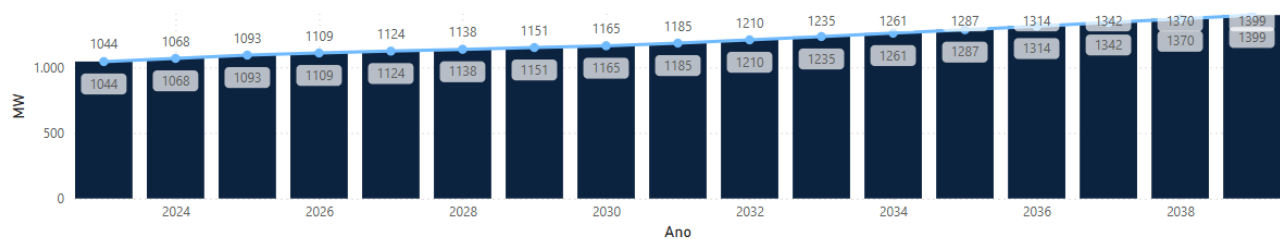
Patamar Máxima Diurna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



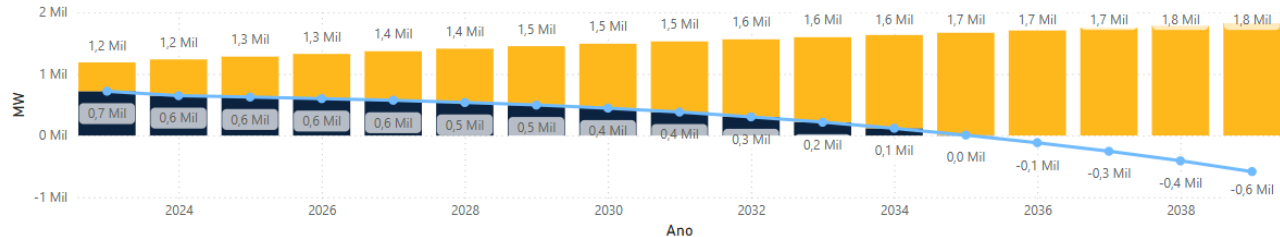
Patamar Mínima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



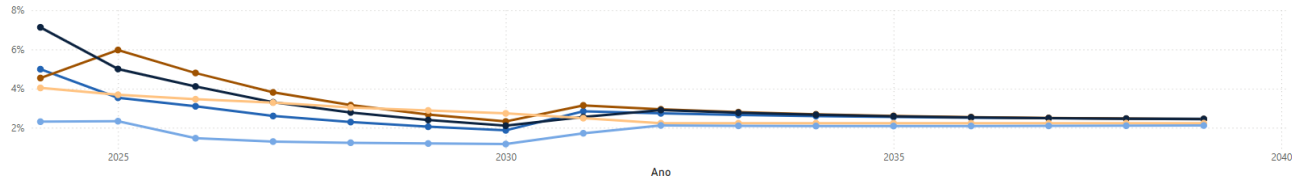
Patamar Mínima Diurna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



Taxas de crescimento (Carga Bruta)

● Taxa MAX NOT ● Taxa MAX DIUR ● Taxa MAX SIN ● Taxa MIN DIUR ● Taxa MIN NOT



Potência instalada MMGD-FV

● PD 2034 ● PDGD Inf ● PDGD Sup ● PDGD Ref ● Pinst ANEEL ● Pinst PLAN

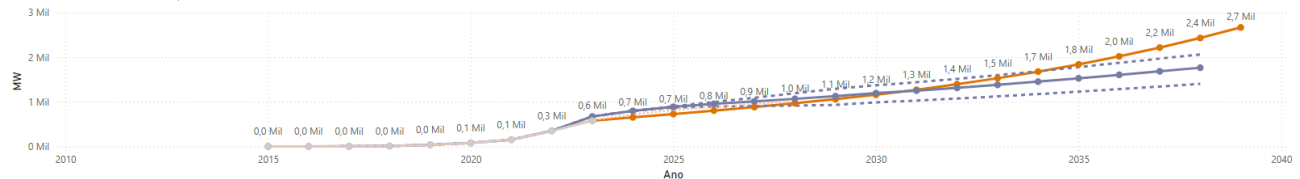
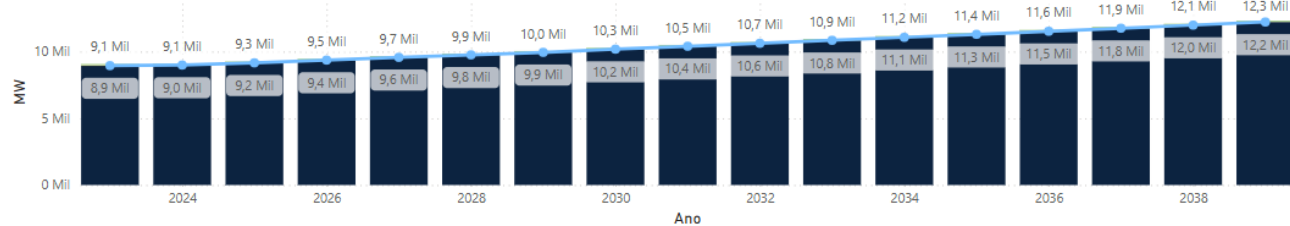


Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado do Espírito Santo

4.1.3 Minas Gerais

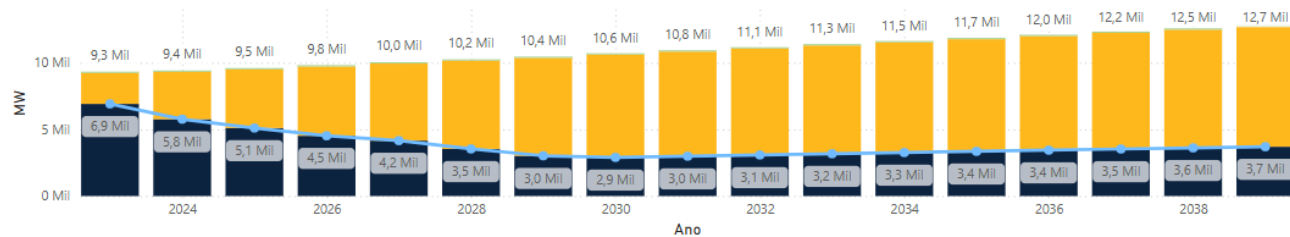
Patamar Máxima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



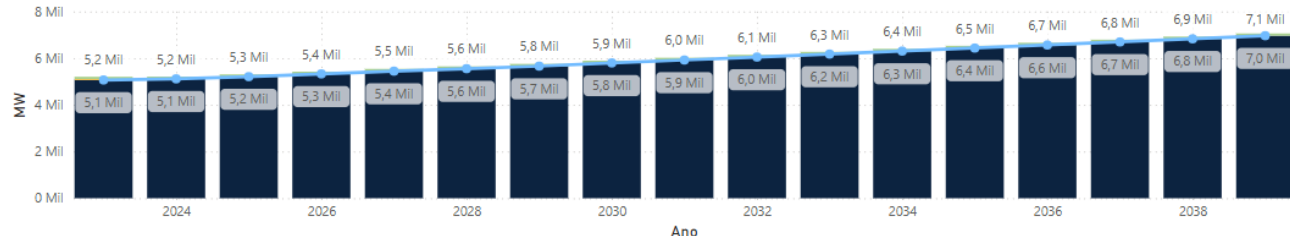
Patamar Máxima Diurna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



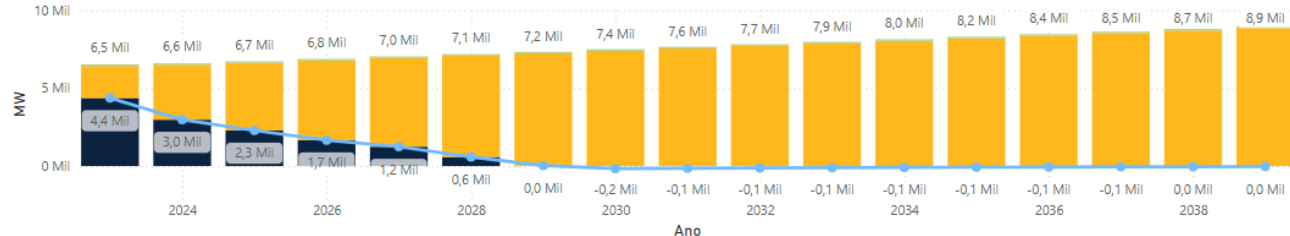
Patamar Mínima Noturna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



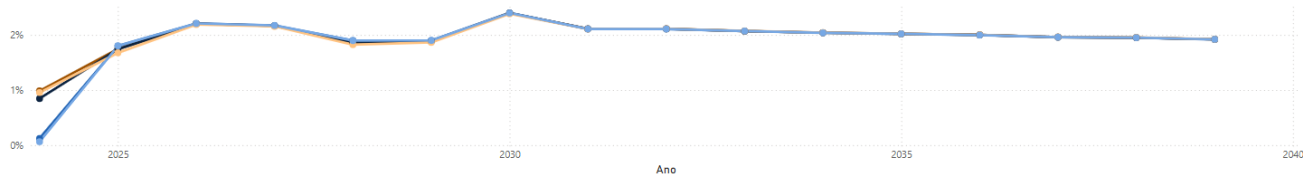
Patamar Mínima Diurna

● Carga atendida pela rede ● Carga atendida pela MMGD ● Carga atendida pela Demais GDs ● P para CARGA BRUTA ● P para CARGA LÍQUIDA



Taxas de crescimento (Carga Bruta)

● Taxa MAX NOT ● Taxa MAX DIUR ● Taxa MAX SIN ● Taxa MIN DIUR ● Taxa MIN NOT



Potência instalada MMGD-FV

● PD 2034 ● PDGD Inf ● PDGD Sup ● PDGD Ref ● Pinst ANEEL ● Pinst PLAN

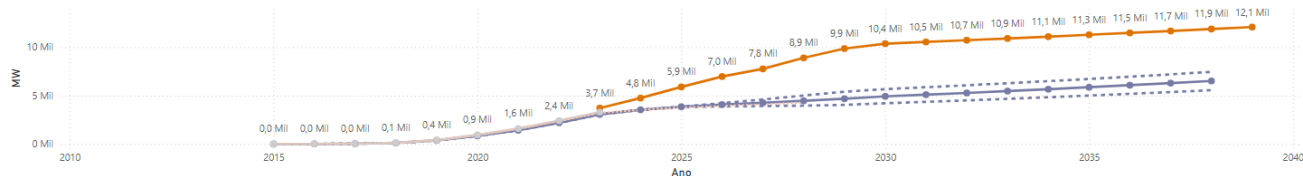


Figura 4-3 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de Minas Gerais

4.2 Evolução da Expansão da Geração

A Tabela 4-1 a seguir mostra os valores referentes à capacidade instalada considerada nas análises, referentes a usinas em operação e já contratadas nos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Minas Gerais.

Destaca-se uma participação considerável de usinas fotovoltaicas de médio/grande porte no estado de Minas Gerais, já representando cerca de 35,7% do total da potência instalada nos estados do GET Sudeste, seguida de usinas hidroelétricas, com cerca de 33,2% do total da potência instalada e usinas termelétricas com cerca de 20,2%.

Tabela 4-1 - Geração considerada nos estados do GET Sudeste

Fonte	ES (MW)	MG (MW)	RJ (MW)	Total (MW)	Total (%)
UFV	0	17.525	0	17.525	35,7%
UHE	154	14.803	1.348	16.304	33,2%
UTE	787	430	8.730	9.946	20,2%
UNE	0	0	2.007	2.007	4,1%
BIO	276	1.615	0	1.891	3,8%
PCH	247	905	288	1.441	2,9%
EOL	0	0	28	28	0,1%
TOTAL	1.464	35.278	12.401	49.143	100%

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

As Figuras Figura 4-4, Figura 4-5 e Figura 4-6 a seguir apresentam a configuração da rede existente e planejada nas áreas geoeletricas em análise.

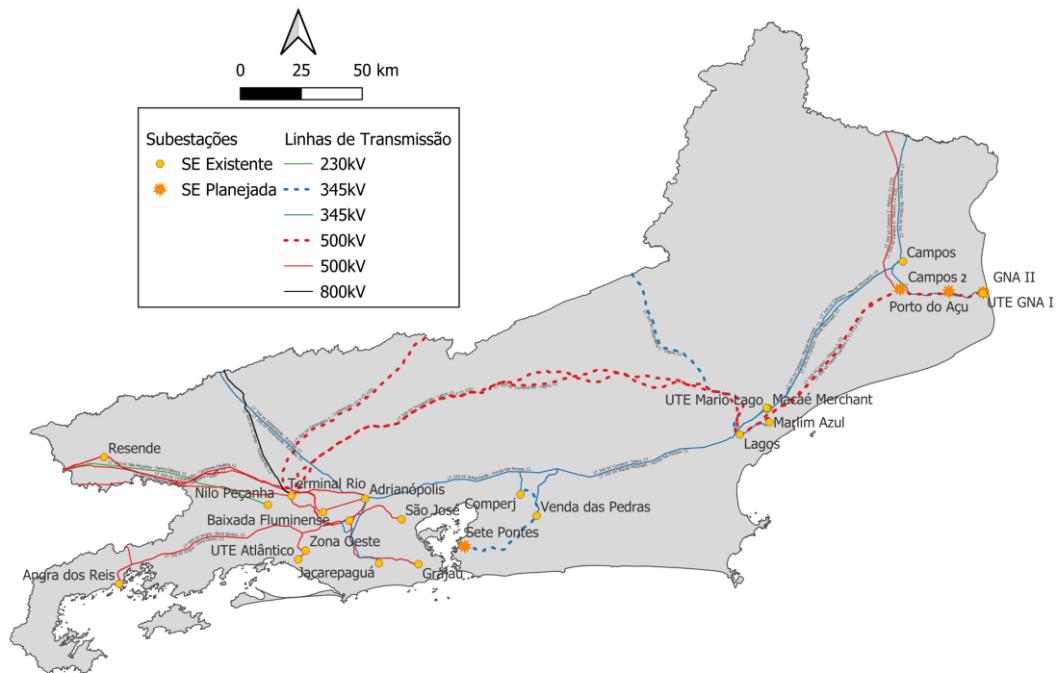


Figura 4-4 - Mapa geoeletrico do estado do Rio de Janeiro

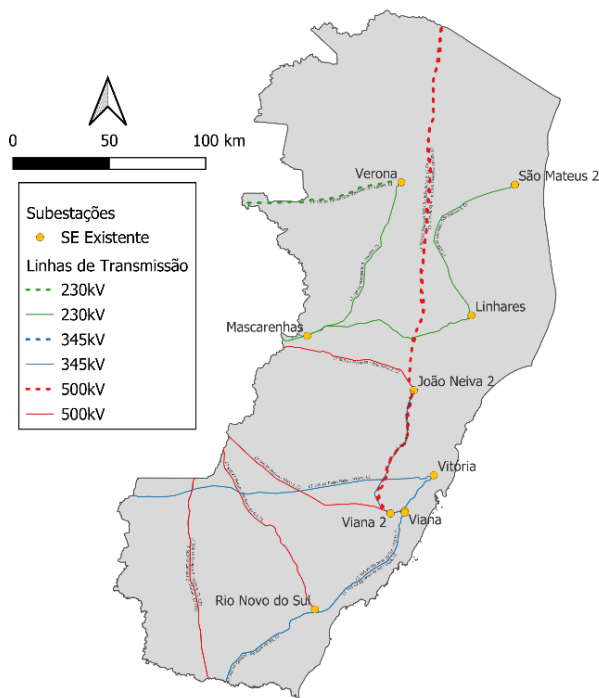


Figura 4-5 - Mapa geoeletrico do estado do Espírito Santo

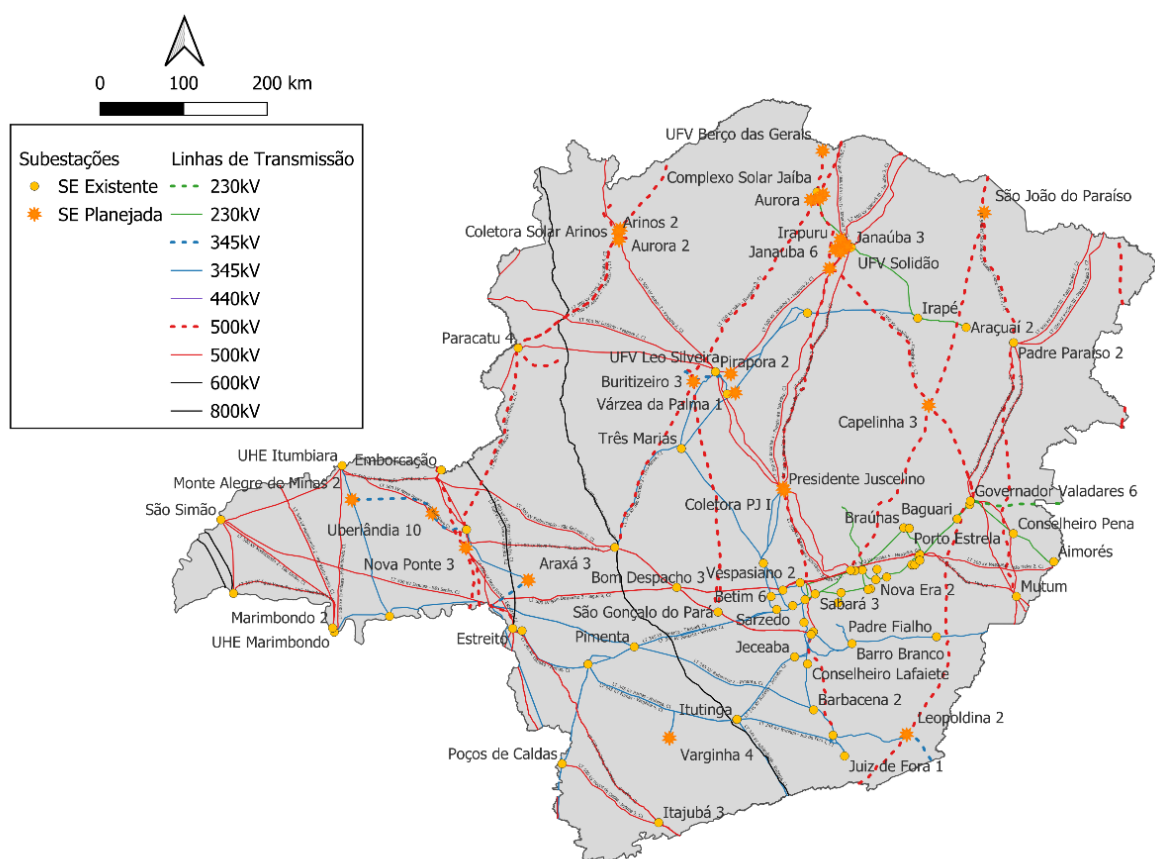


Figura 4-6 - Mapa geoeletrico do estado de Minas Gerais

5 CENÁRIOS ANALISADOS

5.1 Rio de Janeiro e Espírito Santo

Para a realização do diagnóstico dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, a partir dos casos de referência do PDE 2034, foram avaliados 7 cenários de atendimento, para os quais alterações no despacho das usinas foram implementadas para obter condições mais críticas de desempenho da rede.

O sistema elétrico desses estados possui uma topologia bastante malhada e é influenciado por fatores como o recebimento de energia da região Nordeste, de São Paulo, Minas Gerais, pelo despacho termelétrico da região, pela geração hidráulica das bacias dos Rios Paraíba do Sul, Doce e Mucuri, além do despacho dos bipolos de Belo Monte.

Foi considerado no último ano do ciclo, 2039, a representação das seguintes Linhas de Transmissão (LTs) e Autotransformadores (ATFs): LT 500 kV Campos 2 – Lagos C3, LT 500 kV Lagos – Terminal Rio C3, LTs 500 kV Resende – Terminal Rio C1 e C2, 3º ATF 500/345 kV em Viana 2 e 2º ATF 500/345 kV em Rio Novo do Sul. Obras ainda não outorgadas e que devem impactar os carregamentos dessas regiões.

A Tabela 5-1 sintetiza os cenários simulados, mais detalhes são apresentados nos itens a seguir.

Tabela 5-1 – Cenários de atendimento ao Rio de Janeiro e Espírito Santo

Rio de Janeiro e Espírito Santo	
Cenário 1: Carga Máxima Noturna com despacho de geração conforme premissas do Leilão de Reserva de Capacidade 2024	
Cenário 1-A: Carga Máxima Noturna com despacho de geração conforme premissas do Leilão de Reserva de Capacidade 2024 e abertura das LTs 345 kV GNA I/Porto do Açu C1 e C2	
Cenário 2: Carga Máxima Diurna com máxima exportação do submercado Nordeste	
Cenário 2-A: Carga Máxima Diurna com máxima exportação do submercado Nordeste e elevação do fluxo dos bipolos de Belo Monte	
Cenário 3: Carga Máxima Diurna com elevada exportação do submercado Nordeste e elevado despacho térmico no RJ/ES	
Cenário 3-A: Carga Máxima Diurna com elevada exportação do submercado Nordeste, elevado despacho térmico no RJ/ES e abertura das LTs 345 kV GNA I/Porto do Açu C1 e C2	
Cenário 3-B: Carga Máxima Diurna com elevada exportação do submercado Nordeste, elevado despacho térmico no RJ/ES, abertura das LTs 345 kV GNA I/Porto do Açu C1 e C2 e elevação do fluxo dos bipolos de Belo Monte.	

5.1.1 Cenário 1: Atendimento à Ponta – Carga Máxima Noturna

O cenário 1 tem por objetivo analisar o comportamento do sistema dos dois estados em condições de atendimento à ponta de carga do sistema, conforme as premissas adotadas pelo Leilão de Reserva de Capacidade de 2024 (LRCAP) [4]. Esse leilão vem sendo estudado pelos órgãos setoriais em razão da identificação de períodos em que há necessidade de aumento de oferta de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN), tendo como objetivo a contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas. Nesse sentido, o cenário foi feito com o objetivo de reproduzir o cenário de geração definido na Nota Técnica de Premissas do LRCAP 2024. Para isso, foi utilizado patamar de carga máxima noturna, condição na qual a geração fotovoltaica é nula. Sobre o despacho hidráulico, o despacho das bacias da região Norte foi mantido entre 50 e 60%, com os bipolos de Belo Monte em 2500 MW, despacho hidrelétrico das regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste acima de 90% e no Nordeste entre 60 e 75% de sua capacidade instalada. A geração das eólicas da região Nordeste variou entre 40 e 50%. Por sua vez, a geração termelétrica foi despachada de forma a fechar o

balanço carga x geração, com despacho por ordem de mérito em todos os subsistemas, com destaque para o RJ com um montante de aproximadamente 8000 MW.

Foram adotados os valores percentuais de geração hidráulica mostrados na Tabela 5-2 - Percentuais de Geração Hidráulica, para cada uma das bacias hidrográficas citadas.

Tabela 5-2 - Percentuais de Geração Hidráulica

Bacia Hidrográfica/Região	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Doce/Mucuri	90	70
Paraíba do Sul	90	70
São Francisco	60 a 75	70
Norte	50 a 60	50
Sul/Sudeste	90	70

5.1.2 Cenário 1-A: Atendimento à Ponta – Carga Máxima Noturna - Abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açú C1 e C2

O cenário 1-A, variação do cenário 1, tem como única diferença a abertura da LT 345 kV GNA/Porto do Açú C1 e C2 e seu objetivo é analisar o comportamento do sistema regional quando da abertura desses circuitos.

Foi adotado o mesmo cenário de geração do cenário 1.

5.1.3 Cenário 2: Nordeste Exportador – Carga Máxima Diurna

O cenário 2 tem por objetivo analisar o comportamento da rede no período de elevada geração renovável na região Nordeste. O despacho das fontes eólica e fotovoltaica foi mantido elevado e as usinas que fazem parte da bacia hidrográfica do Rio São Francisco totalizam cerca de 3,5 GW de geração. O patamar de carga selecionado foi o de carga máxima diurna, período no qual a região Nordeste apresenta maior capacidade de geração devido à grande incidência solar. Num recorte mais regional, foi simulada condição de baixa hidraulicidade na geração das bacias do Rio Paraíba do Sul e Doce/Mucuri. Essa condição visa também simular os altos carregamentos nas transformações de fronteira, no sentido da Rede Básica para a Distribuição. Vale destacar também que, a partir de 2030, ocorre aumento da capacidade de intercâmbio da interligação Nordeste-Sudeste (NESE) para 14.000 MW, o que deve provocar elevação nos carregamentos de LTs e transformadores.

Foram adotados os valores percentuais de geração hidráulica mostrados na Tabela 5-3, para cada uma das bacias hidrográficas da região.

Tabela 5-3 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso MNS

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Doce/Mucuri	20 a 30	30 a 40
Grande	20 a 30	25 a 30
Paraíba do Sul	20 a 30	50
Paranaíba	20 a 30	35 a 45
São Francisco	20 a 35	35 a 40

Cabe ressaltar que o despacho térmico do Brasil foi feito considerando-se apenas a geração das usinas que declaram inflexibilidade. Nessa condição, os estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo totalizam cerca de 1,6 GW de geração, aproximadamente 18% da capacidade instalada, quando considerado o ano inicial, 2028.

O fluxo dos elos de Belo Monte para Terminal Rio e Estreito foi mantido em 1000 MW cada.

5.1.4 Cenário 2-A: Nordeste Exportador – Carga Máxima Diurna – Bipolos elevados

O cenário 2-A é uma variação do cenário 2, tendo como única diferença a elevação do fluxo dos elos de Belo Monte para 2500 MW cada. O objetivo desse cenário é estudar o comportamento do sistema regional quando da elevação do despacho dos elos de Belo Monte para Terminal Rio e Estreito.

5.1.5 Cenário 3: Nordeste Exportador – Carga Máxima Diurna – Elevada Geração Térmica no RJ/ES

O cenário 3 é uma variação do cenário 2, e possui o objetivo de analisar o comportamento da rede, em períodos de crise hídrica, somado a elevadas exportações da região Nordeste.

Dessa forma, a geração hidráulica nos subsistemas Norte e Sudeste/Centro-Oeste foi reduzida, enquanto o despacho termelétrico no RJ/ES foi elevado, de forma a considerar cerca de 95% da capacidade instalada, aproximadamente 8000 MW. Foram adotados os valores percentuais de geração hidráulica mostrados na Tabela 5-4, para cada uma das bacias hidrográficas da região.

Tabela 5-4 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso MDS

Bacia Hidrográfica	UHE [%]	PCH/CGH [%]
Doce/Mucuri	20 a 30	50 a 60
Grande	20 a 30	50 a 60
Paraíba do Sul	20 a 30	50 a 60
Paranaíba	20 a 30	50 a 60
São Francisco	25	30 a 40

5.1.6 Cenário 3-A: Nordeste Exportador – Carga Máxima Diurna – Elevada Geração Térmica no RJ/ES – Abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açú C1 e C2

O cenário 3-A é uma variação do cenário 3, tendo como única diferença a abertura das LTs 345 kV GNA I/Porto do Açú C1 e C2 para controle de carregamento da malha em 345 kV do Norte Fluminense e seu impacto no eixo em 500 kV. O objetivo desse cenário é estudar o comportamento do sistema regional, quando da adoção dessa medida operativa.

5.1.7 Cenário 3-B: Nordeste Exportador – Carga Máxima Diurna – Abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açú C1 e C2 – Elevação dos Bipolos de Belo Monte para 2500 MW

O cenário 3-B é uma variação do cenário 3-A, tendo como única diferença a elevação dos bipolos de Belo Monte para 2500 MW. O objetivo desse cenário é estudar o comportamento do sistema regional quando da elevação do despacho dos elos de Belo Monte para Terminal Rio e Estreito.

5.2 Minas Gerais

Para a realização do diagnóstico do estado de Minas Gerais, além dos casos de referência do PD34, foram avaliados 6 cenários adicionais de atendimento, para os quais alterações no despacho das usinas foram implementados para obter condições mais críticas de desempenho da rede.

O sistema elétrico do estado de Minas Gerais possui uma topologia bastante malhada e é bastante influenciado pelo intercâmbio com outras regiões, pelo despacho das usinas hidrelétricas de grande porte e por usinas solares, tanto centralizadas quanto distribuídas.

A Tabela 5-3 sintetiza os cenários simulados, mais detalhes são apresentados nos itens a seguir.

Tabela 5-3 - Cenários adicionais de atendimento ao estado de Minas Gerais

Minas Gerais
Cenário 1-A: Carga Máxima Diurna com elevada exportação do submercado Nordeste;
Cenário 1-B: Carga Máxima Noturna com elevada exportação do submercado Nordeste;
Cenário 2-A: Carga Máxima Diurna com elevada exportação do submercado Norte;
Cenário 2-B: Carga Máxima Noturna com elevada exportação do submercado Norte;
Cenário 3: Carga Mínima Diurna com elevada geração fotovoltaica no estado de MG;
Cenário 4: Carga Mínima Noturna para avaliação de sobretensões.

5.2.1 Cenário 1-A: Carga Máxima Diurna com elevada exportação do submercado Nordeste

Neste cenário a exportação de potência pela região Nordeste está maximizada. Concomitantemente a geração fotovoltaica no estado de Minas Gerais está elevada de modo a que se possa ter a maior exportação possível de fluxo de potência para os demais estados da Região Sudeste. Desta forma, este cenário se caracteriza por um fluxo passante elevado atravessando todo o estado de Minas Gerais. Este cenário é típico do período seco na Região Norte no segundo semestre do ano.

5.2.2 Cenário 1-B: Carga Máxima Noturna com elevada exportação do submercado Nordeste

Neste cenário a exportação de potência pela Região Nordeste também está maximizada, no entanto, a geração fotovoltaica no estado de Minas Gerais está zerada de modo que o fluxo está mais direcionado ao atendimento do mercado do estado. Desta forma, este cenário se caracteriza por uma menor exportação de energia para os estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Este cenário é típico do período seco na região Norte no segundo semestre do ano.

5.2.3 Cenário 2-A: Carga Máxima Diurna com elevada exportação do submercado Norte

Neste cenário a exportação de potência pela Região Norte está maximizada. Concomitantemente a geração fotovoltaica no estado de Minas Gerais está elevada de modo a que se possa ter a maior exportação possível de fluxo de potência para os demais estados da Região Sudeste. Desta forma, este cenário se caracteriza por um fluxo passante elevado atravessando todo o estado de Minas Gerais. Este Cenário é típico do período úmido da região Norte no primeiro semestre do ano.

5.2.4 Cenário 2-B: Carga Máxima Noturna com elevada exportação do submercado Norte

Neste cenário a exportação de potência pela Região Norte está maximizada, no entanto, a geração fotovoltaica no estado de Minas Gerais está zerada de modo que o fluxo está mais direcionado ao atendimento do mercado do estado. Desta forma, este cenário se caracteriza por uma menor exportação de energia para os estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Este cenário é típico do período úmido da Região Norte no primeiro semestre do ano.

5.2.5 Cenário 3: Carga Mínima Diurna com elevada geração fotovoltaica no estado de MG

Este cenário visa verificar situações de fluxo reverso nas subestações de fronteira no estado de Minas Gerais, devido ao excedente de geração fotovoltaica no sistema distribuidor. Para tal, procurou-se elevar a geração fotovoltaica em cenário de carga reduzida. Foi utilizado o patamar de mínima diurna e período Norte Seco.

5.2.6 Cenário 4: Baixo carregamento na rede básica no estado de MG para avaliação de sobretensões

Este cenário apresenta baixos carregamentos na rede básica do estado de Minas Gerais, resultando em perdas reativas reduzidas nas linhas de transmissão e conferindo ao sistema uma característica predominantemente capacitiva. Ele foi utilizado para verificar a ocorrência de possíveis sobretensões e dimensionar a necessidade de equipamentos de compensação reativa. Foi considerado o patamar de carga mínima noturna no período Norte seco.

6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA RIO DE JANEIRO E ESPÍRITO SANTO

O capítulo apresenta em figuras os carregamentos máximos em elementos do sistema de transmissão do sistema interligado dos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, respectivamente, em regime normal e nas perdas de linhas de transmissão e transformadores.

6.1 Estado do Rio de Janeiro

6.1.1 Malha em 345 kV da Região Norte Fluminense

O sistema em 345 kV da Região Norte Fluminense inicialmente se destinava ao suprimento da região de Campos e do estado do Espírito Santo, sendo composto por 2 circuitos entre Adrianópolis e Campos, que estão em operação desde o final da década de 1970. Recentemente, o aumento da demanda de energia, a entrada de agentes geradores e consumidores livres motivou o seccionamento desses circuitos nas subestações de Venda das Pedras, Lagos, Macaé e Comperj.

A entrada da UTE GNA acrescentou 1.338 MW de potência a ser escoada por esse sistema. Esse acréscimo de capacidade, aliado ao crescente excedente de energia proveniente da região Nordeste, provocará o iminente esgotamento do sistema de transmissão em 345 kV entre a Região Metropolitana do Rio de Janeiro e a região Norte Fluminense, que já conta com 1750 MW de capacidade instalada, referente às UTEs Termomacaé e Norte Fluminense.

Na Figura 6-1 está representado o sistema de transmissão do Norte Fluminense.

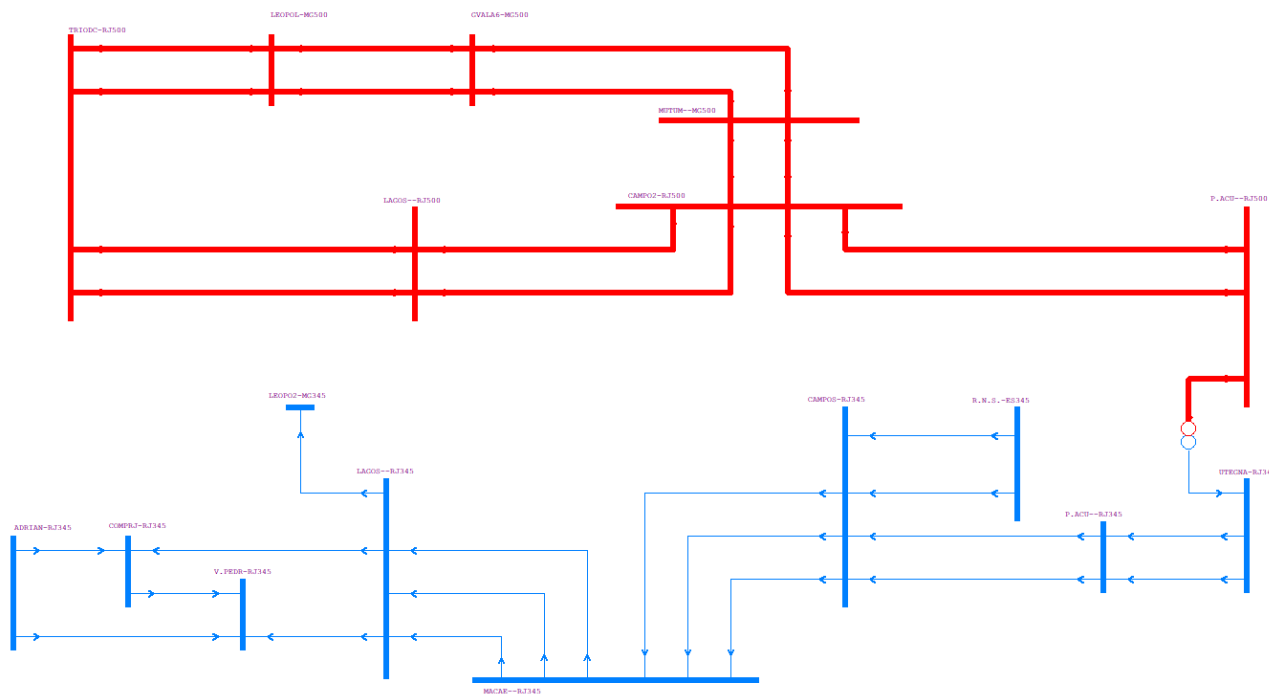


Figura 6-1 – Sistema de transmissão em 345 kV da região Norte Fluminense

6.1.1.1 LT 345 kV Macaé - Lagos

A LT 345 kV Macaé – Lagos possui 3 circuitos, sendo 2 desses originados a partir de seccionamentos da LT 345 kV Adrianópolis/Campos e 1 circuito construído quando da implantação da SE Lagos 345/138 kV. Esse circuito (C2) é o de maior capacidade e não apresenta sobrecargas em nenhuma condição.

A Figura 6-2 ilustra sobrecarga em condição de emergência na LT 345 kV Macaé – Lagos C1, em cenários de Nordeste exportador com elevado despacho térmico no RJ/ES, em quase todos os anos, quando da contingência do C2.

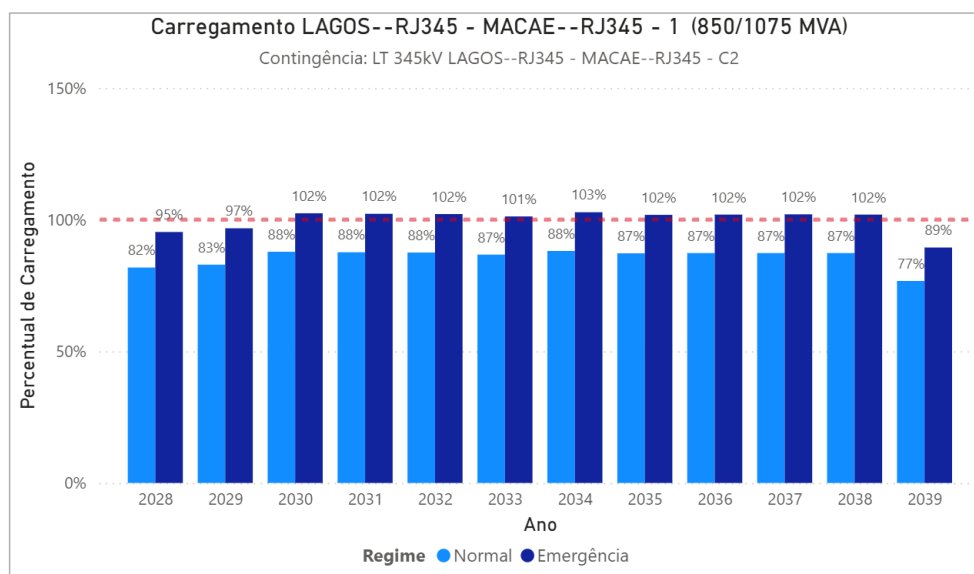


Figura 6-2 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2.

Os circuitos 1 e 3 da LT 345 kV Macaé – Lagos possuem o mesmo cabo e extensões semelhantes. Por isso, os carregamentos desses circuitos são bastante parecidos e, para simplificação, serão apresentados apenas os gráficos referentes ao circuito de maior carregamento, C1.

Além de entrar em sobrecarga após contingências do C2, as LTs 345 kV Macaé – Lagos C1 e C3 também apresentam sobrecarga marginal quando da perda do outro circuito de parâmetros elétricos similares, conforme Figura 6-3.

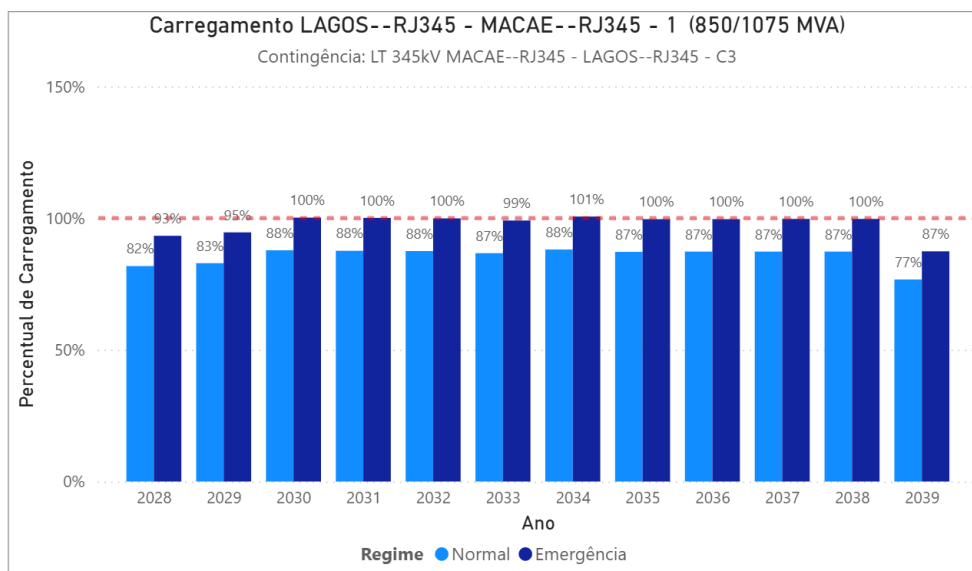


Figura 6-3 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C1, em regime normal e na contingência do C3.

A Nota Técnica “Avaliação dos benefícios sistêmicos do TR 500/345 kV na SE UTE GNA” recomendou a entrada de um transformador de 1500 MVA interligando os setores de 500 e 345 kV nas SEs GNA II e GNA I. Também foi recomendada a abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açú C1 e C2, quando da ocorrência de cenários críticos. A adoção dessa configuração tem o objetivo de direcionar toda a potência gerada pela UTE GNA I para o sistema de 500 kV e assim, reduzir o fluxo dos circuitos da malha de 345 kV da região de Macaé.

Dessa forma, foram observados os carregamentos desses circuitos para avaliação dos impactos decorrentes da abertura dos circuitos da LT 345 kV GNA I/Porto do Açú, conforme Figura 6-4 e Figura 6-5.

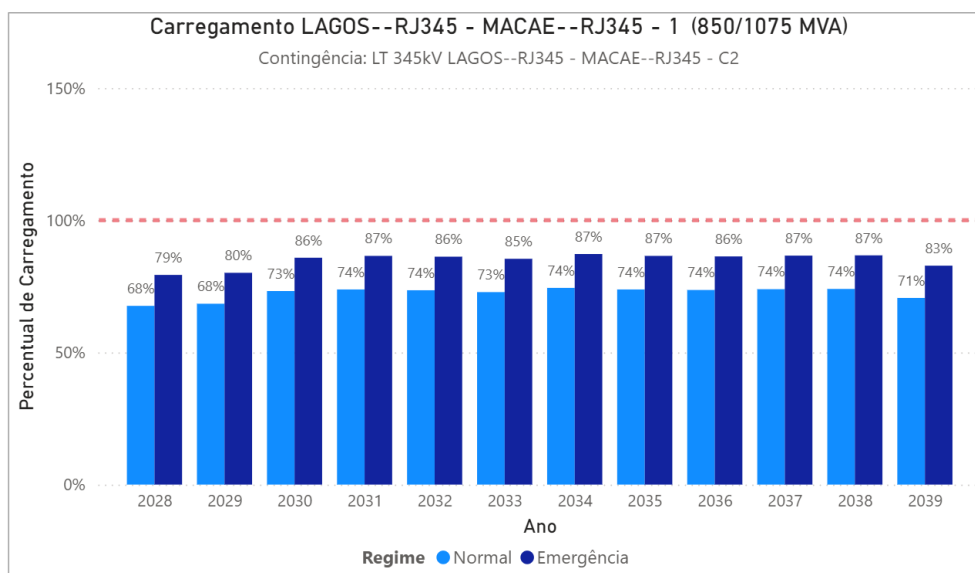


Figura 6-4 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2.

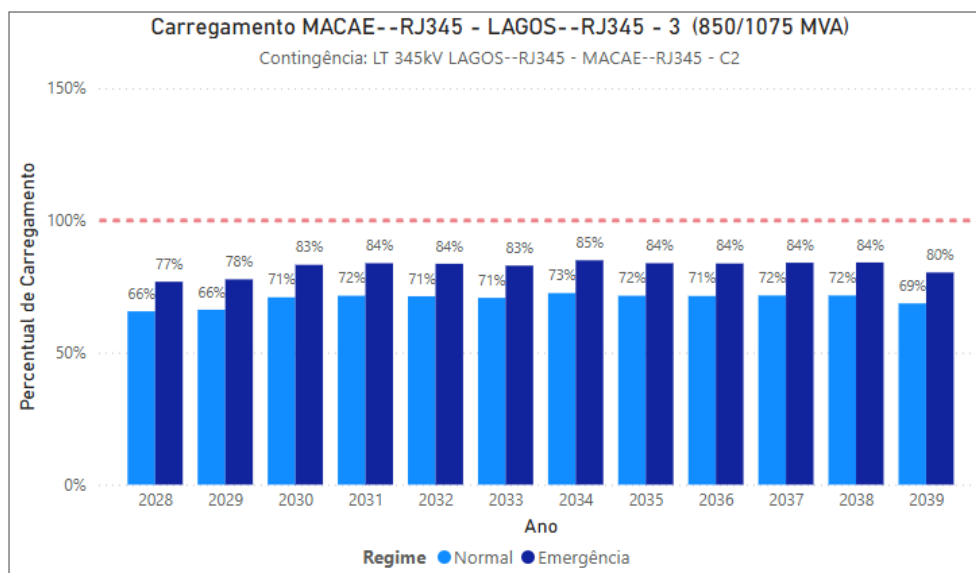


Figura 6-5 - Carregamento da LT 345 kV Macaé - Lagos C3, em regime normal e na contingência do C1.

As figuras demonstram a redução dos carregamentos dos circuitos tanto em condições normais de operação quanto em contingências, confirmando a efetividade da recomendação de abertura da malha em 345 kV quando da ocorrência de cenários críticos.

6.1.1.2 LT 345 kV Lagos – Comperj

Também em cenários de elevado recebimento da região Nordeste e alto despacho térmico no RJ/ES, são verificadas sobrecargas na LT 345 kV Lagos – Comperj na perda da LT 345 kV Lagos - Venda das Pedras C2 a partir de 2029, conforme Figura 6-6.

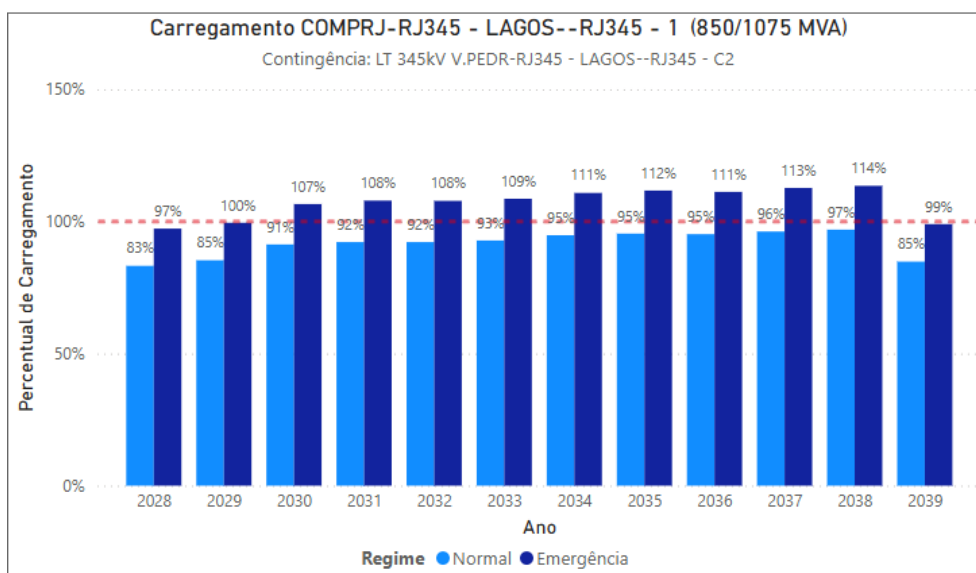


Figura 6-6 - Carregamento da LT 345 kV Lagos - Comperj, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras.

A entrada da transformação 500/345 kV da SE UTE GNA I, somada a abertura da LT 345 kV GNA I/Porto do Açú C1 e C2, reduz de forma significativa os carregamentos, conforme Figura 6-7.

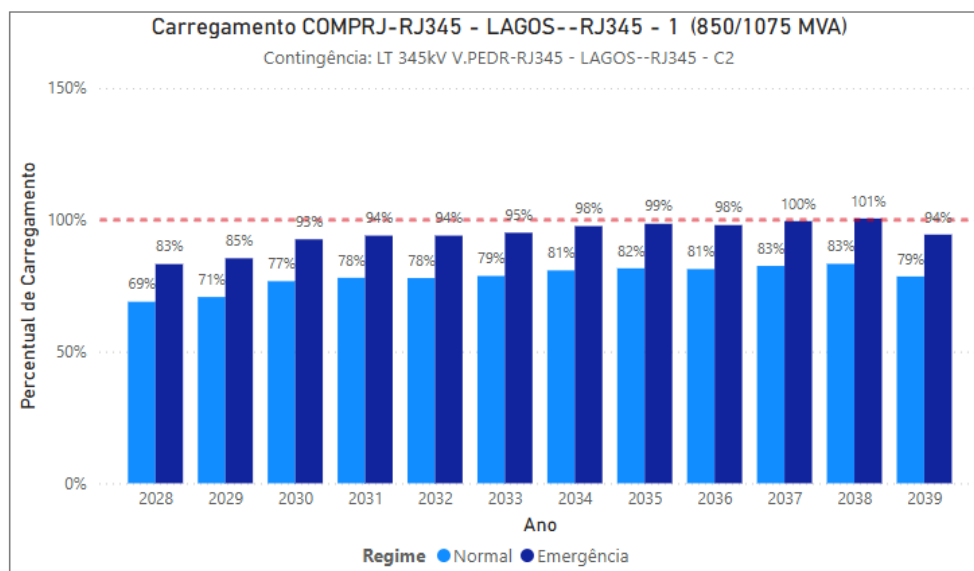


Figura 6-7 - Carregamento da LT 345 kV Lagos - Comperj, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras.

Assim como no caso da LT 345 kV Macaé – Lagos, a abertura do sistema em 345 kV contribui de forma consistente para a redução nos carregamentos desse circuito, porém ainda são observadas sobrecargas em condição de emergência no final do horizonte. A redução de carregamento observada em 2039 ocorre devido a representação nos casos das LTs 500 kV Campos 2/Lagos/Terminal Rio C3, obras ainda não outorgadas.

Outra medida adicional que pode reduzir os carregamentos seria a elevação dos bipolos de Belo Monte de 1000 para 2500 MW. Com essa medida, parte do fluxo escoado através do tronco em 345 kV é desviado pelo 500 kV. A figura 6-8 apresenta o carregamento da LT 345 kV Lagos – Comperj com elevação do despacho dos bipolos.

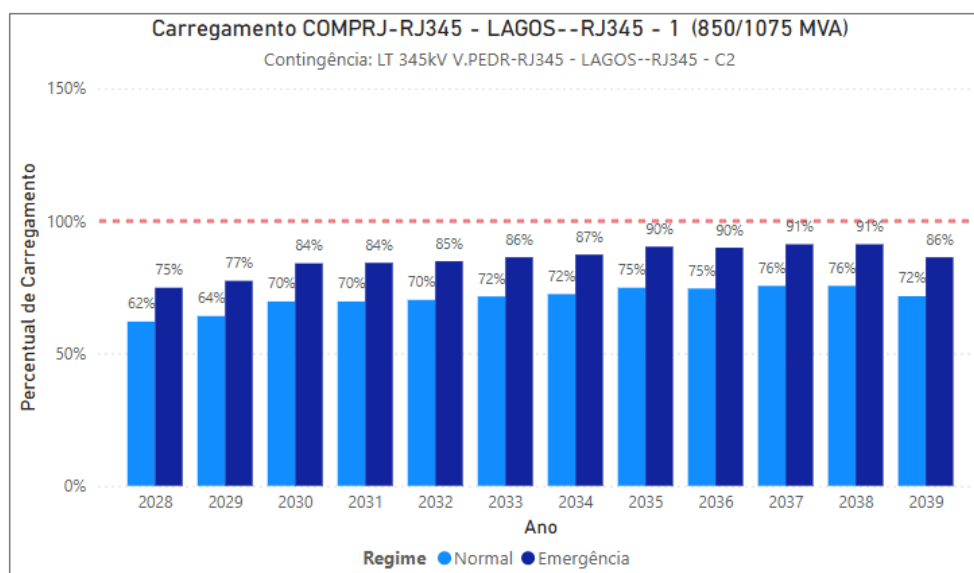


Figura 6-8 - Carregamento da LT 345 kV Lagos - Comperj, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras com elevação dos bipolos.

6.1.1.3 LT 345 kV Lagos/Venda das Pedras

A Figura 6-9 demonstra os carregamentos da LT 345 kV Lagos - Venda das Pedras em cenários de elevada exportação da região Nordeste e alto despacho térmico no RJ/ES. Observam-se sobrecargas em regime normal de operação entre 2034 e 2038. Além disso, a contingência da LT 345 kV Lagos – Comperj provoca sobrecargas inadmissíveis em todo o horizonte.

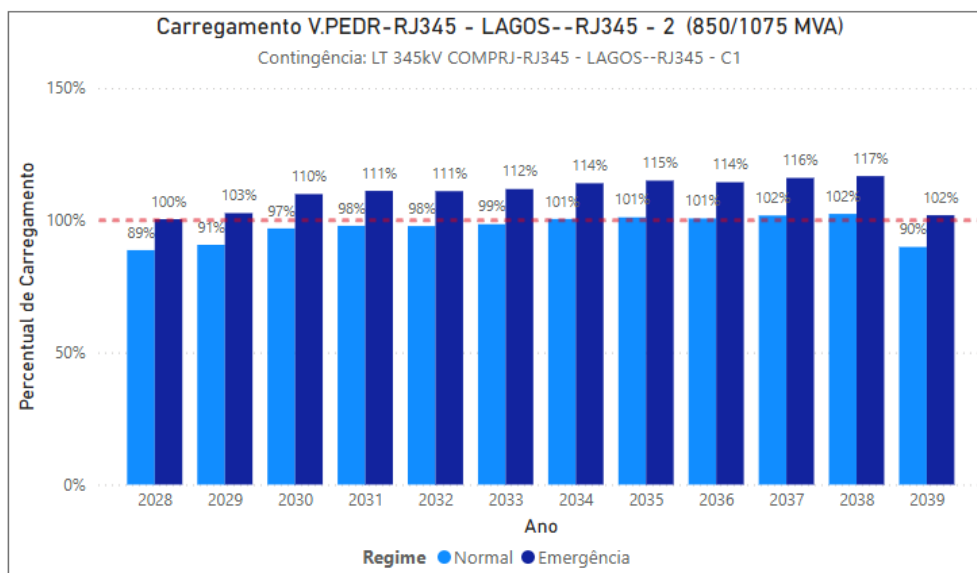


Figura 6-9 - Carregamento da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Comperj.

A adoção da abertura da malha em 345 kV reduz os fluxos da região, eliminando os riscos de sobrecargas entre até 2034, conforme Figura 6-10.

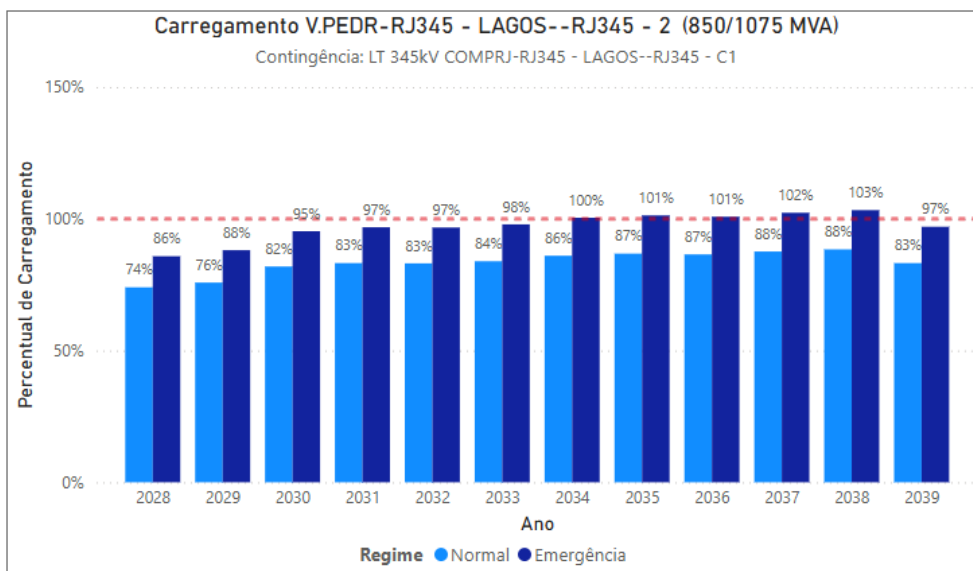


Figura 6-10 - Carregamento da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Comperj.

Assim como no caso da LT 345 kV Lagos/Comperj, mesmo com a abertura da LT 345 kV GNA/Porto do Açu C1 e C2, ainda são observadas sobrecargas e a elevação do despacho nos bipolos de Belo Monte reduz os carregamentos, eliminando possíveis sobrecargas, conforme figura 6-11.

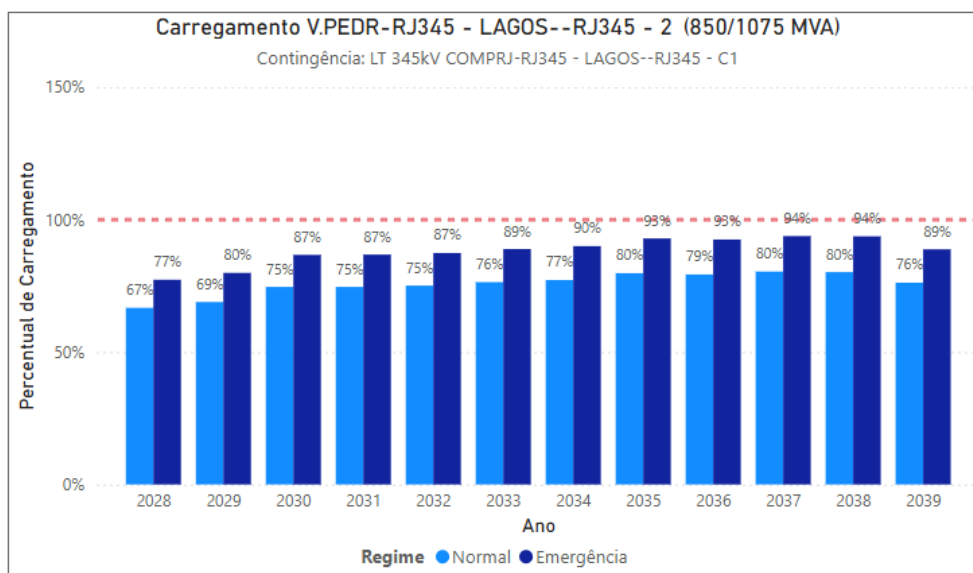


Figura 6-11 - Carregamento da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Comperj.

6.1.1.4 Abertura do sistema de transmissão em 345 kV da Região Norte Fluminense

Dos resultados das simulações é possível concluir que as recomendações da Nota Técnica EPE-ONS “Avaliação dos benefícios sistêmicos do TR 500/345 kV na SE UTE GNA” continuam válidas pois tem grande impacto na redução dos carregamentos do eixo 345 kV da região. Entretanto ainda são visualizadas sobrecargas, em especial no eixo entre Lagos e a Região Metropolitana, indicando possível esgotamento desse tronco e exigindo um acompanhamento contínuo dos fluxos da região pelo Planejamento da Transmissão.

6.1.2 Malha em 500 kV da Região Norte Fluminense

A expansão da produção de petróleo e gás natural decorrente da exploração do pré-sal provocou o surgimento de diversos projetos de infraestrutura portuária e industrial associados a grandes projetos termelétricos na região norte do estado do Rio de Janeiro. Esse contexto, aliado ao iminente esgotamento do sistema em 345 kV entre as regiões metropolitana e Norte Fluminense motivou a realização de estudos para definição de solução estrutural para expansão do potencial térmico da região. Como conclusão desses estudos, foi recomendada a construção de um robusto sistema em 500 kV interligando as subestações de Terminal Rio e Mutum, através da criação das novas subestações de Campos 2 e Lagos, conforme Figura 6-12.

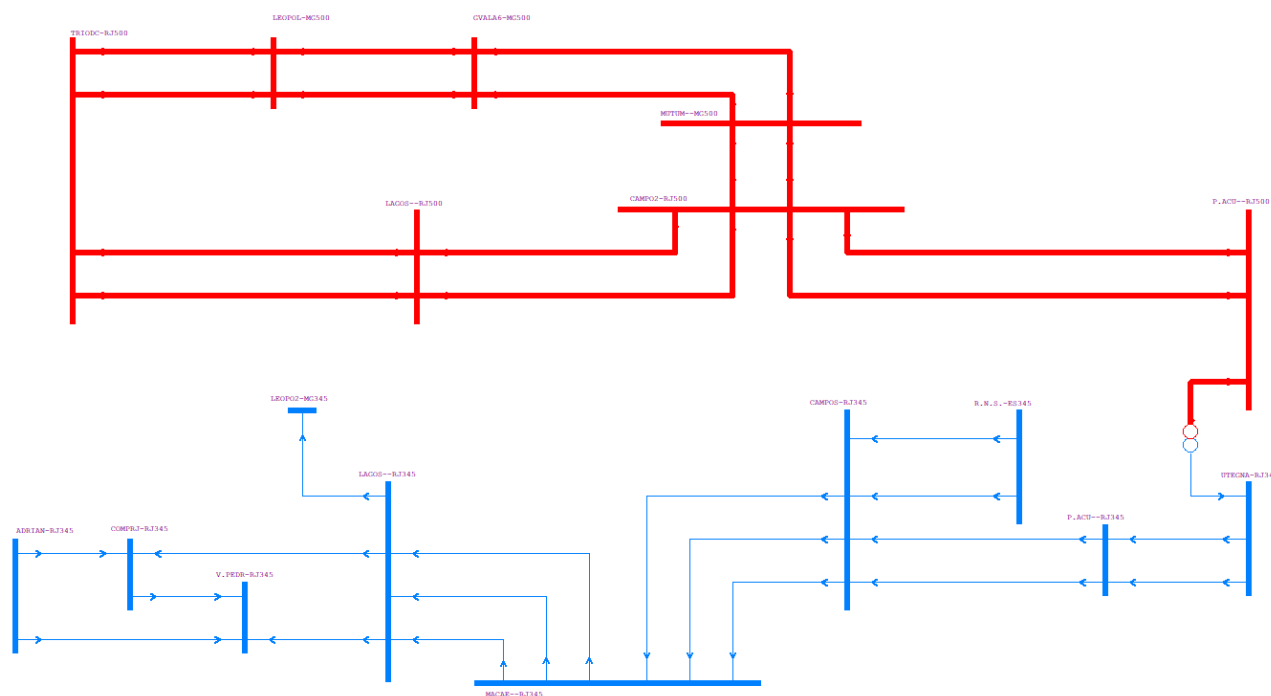


Figura 6-12 - Sistema de transmissão da região Norte Fluminense

O potencial térmico futuro também foi considerado nessas análises e, quando de sua concretização, foi apontada expansão através da ampliação da interligação entre Campos 2 – Lagos - Terminal Rio, além da conexão entre Terminal Rio e Resende.

A entrada em operação do eixo em 500 kV Governador Valadares – Leopoldina 2 – Terminal Rio, prevista para meados de 2029, funcionará como um sistema em paralelo com o sistema do Norte Fluminense.

A abertura das LTs 345 kV GNA I/Porto do Açú C1 e C2, com o objetivo de reduzir os carregamentos do sistema em 345 kV entre Macaé e a Região Metropolitana do Rio de Janeiro em condições críticas, provoca elevação nos carregamentos do sistema em 500 kV. Em um cenário de elevado despacho térmico e grande exportação do sistema Nordeste, com a adoção dessa medida operativa, foram observados elevados carregamentos no sistema de escoamento do potencial termelétrico da região Norte Fluminense até a entrada das LTs 500 kV Terminal Rio – Leopoldina 2 – Governador Valadares, licitadas no lote 7 do leilão 001/2023.

6.1.2.1 LT 500 kV Campos 2 – Lagos

A perda de um dos circuitos da LT 500 kV Campos 2 – Lagos provoca elevados carregamentos no circuito remanescente em 2028 e 2029, conforme Figura 6-13. Os carregamentos desse circuito se mantem elevados até a entrada das LTs 500 kV Terminal Rio/Leopoldina 2/Governador Valadares, representadas a partir de 2030.

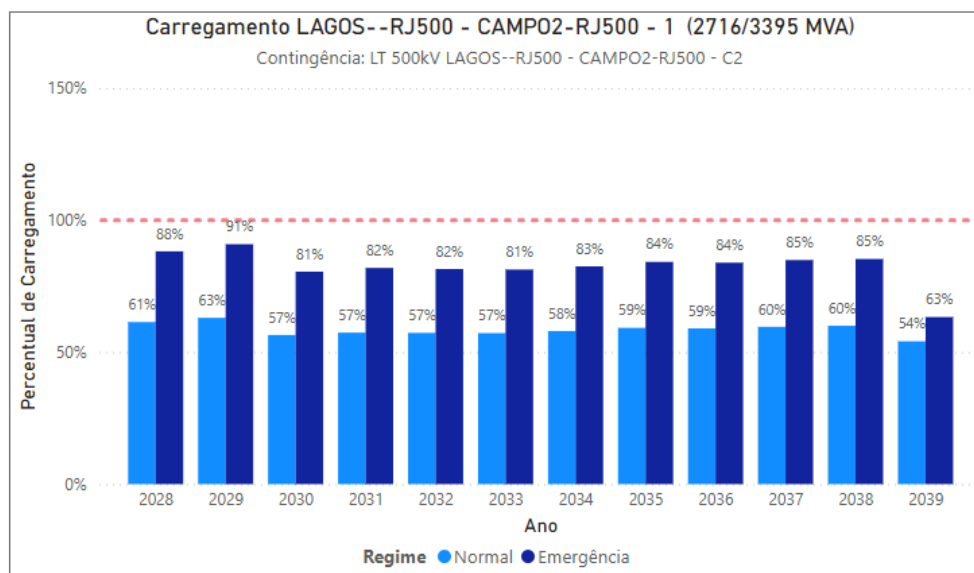


Figura 6-13 - Carregamento da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2.

Foi feita uma sensibilidade considerando a entrada em operação das LTs 500 kV Terminal Rio/Leopoldina 2/Governador Valadares em 2028. Nesse cenário, os carregamentos da LT 500 kV Campos 2/Lagos são reduzidos nos anos de 2027 e 2028.

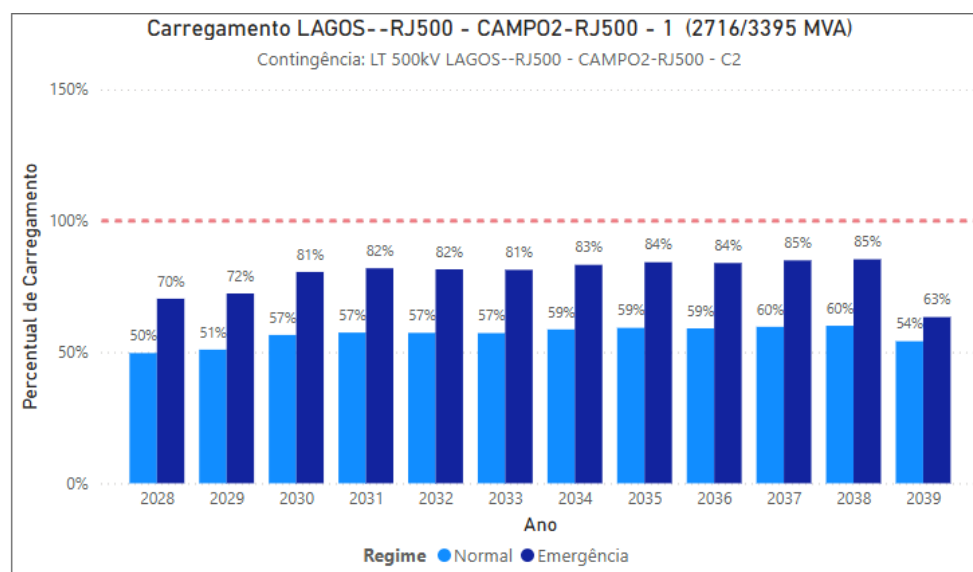


Figura 6-14 - Carregamento da LT 500 kV Campos 2 – Lagos C1, em regime normal e na contingência do C2, com antecipação da LTs 500 kV Terminal Rio/Leopoldina 2/Governador Valadares para 2028.

6.1.2.2 LT 500 kV Lagos – Terminal Rio

Nessa mesma configuração, também são visualizados altos carregamentos na LT 500 kV Lagos – Terminal Rio quando da perda de um dos circuitos em 2028 e 2029, conforme Figura 6-15. Além da redução de fluxo observada em 2030, verifica-se também significativa diminuição nos carregamentos em 2039, devido a representação de obras não outorgadas.

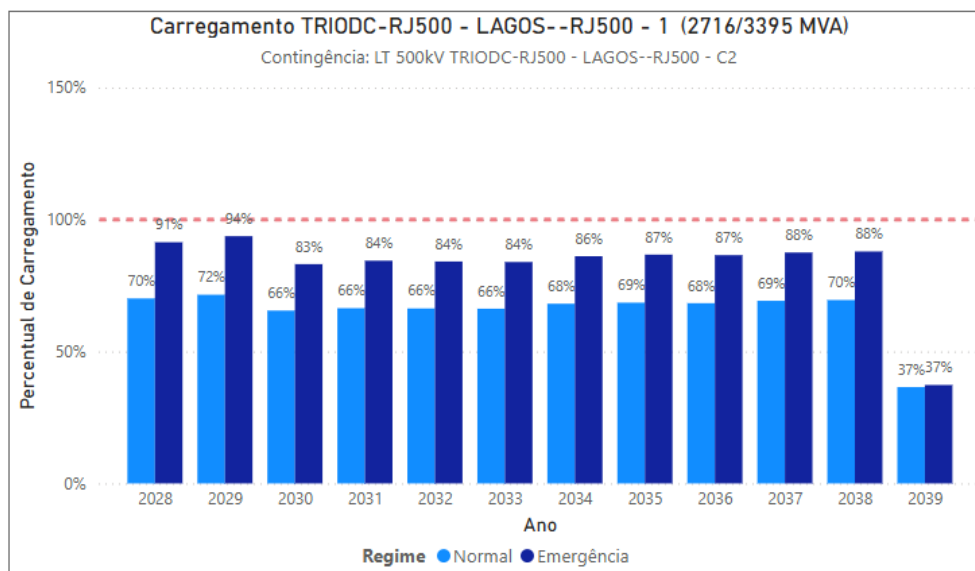


Figura 6-15 - Carregamento da LT 500 kV Lagos – Terminal Rio C1, em regime normal e na contingência do C2.

Foi feita a mesma sensibilidade considerando a antecipação das LTs 500 kV Terminal Rio/Leopoldina 2/Governador Valadares em 2028. Nesse cenário, os carregamentos da LT 500 kV Lagos/Terminal Rio são reduzidos nos anos de 2027 e 2028, conforme Figura 6-16.

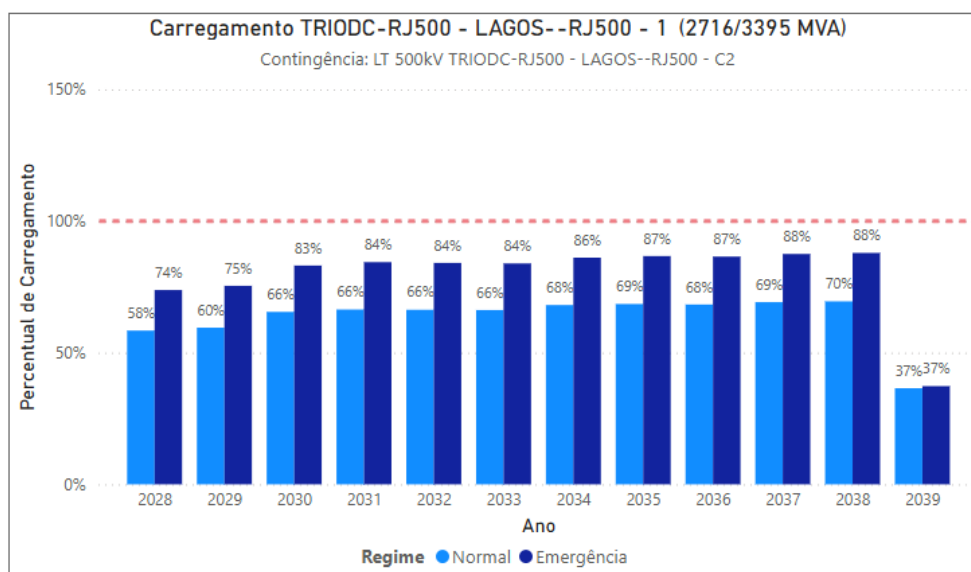


Figura 6-16 - Carregamento da LT 500 kV Lagos – Terminal Rio C1, em regime normal e na contingência do C2, com antecipação da LTs 500 kV Terminal Rio/Leopoldina 2/Governador Valadares para 2028.

6.1.3 Transformações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira do RJ

O sistema de transmissão do estado do Rio de Janeiro possui diversas transformações, tanto a nível de Rede Básica quanto Rede Básica de Fronteira, que são transformações que abaixam a tensão de um nível de transmissão para o de distribuição, sendo fundamentais para atendimento à carga das distribuidoras locais. Não foram observadas violações no horizonte de análise, conforme figuras a seguir.

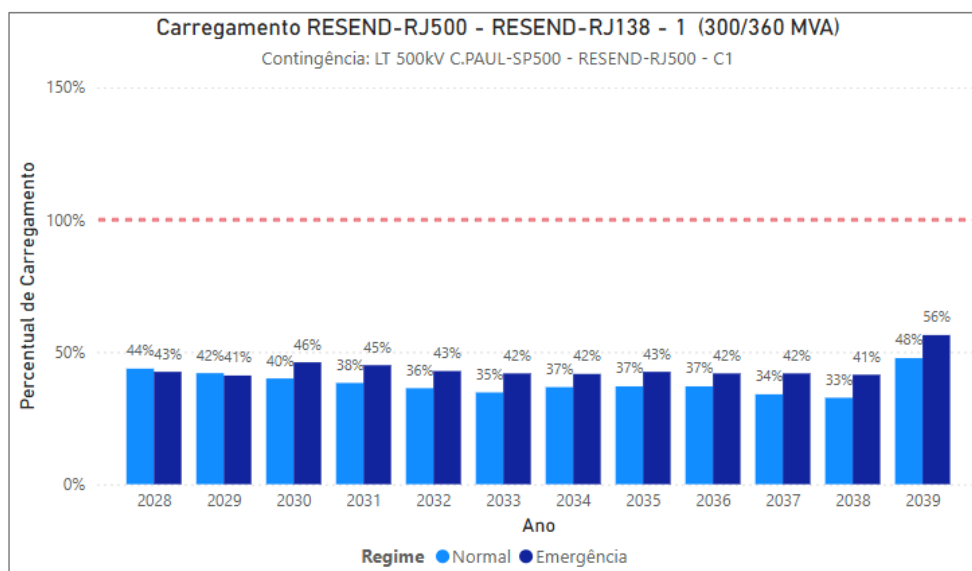


Figura 6-17 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Resende, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Cachoeira Paulista/Resende.

O aumento de carregamento observado em 2039 ocorre devido à entrada de obras recomendadas e ainda não outorgadas.

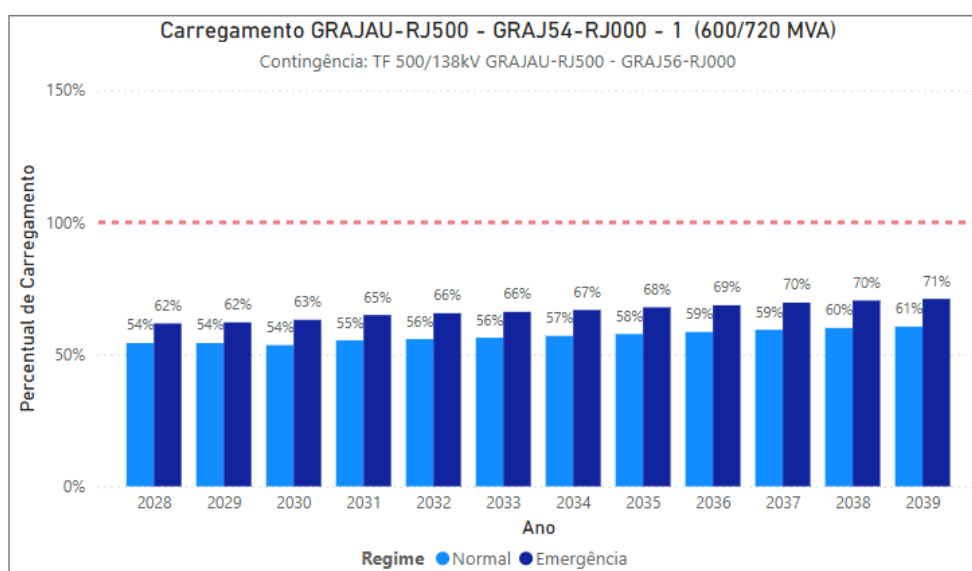


Figura 6-18 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Grajaú, em regime normal e na contingência de um banco paralelo.

O carregamento da transformação 500/138 kV de Grajaú é bastante confortável em todo o horizonte.

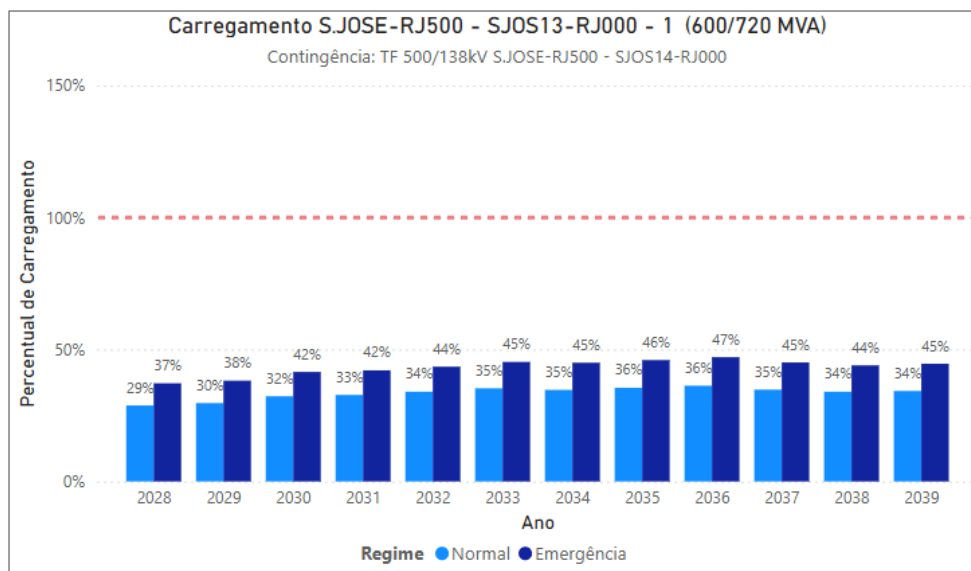


Figura 6-19 - Carregamento da transformação 500/138 kV de São José, em regime normal e na contingência de um banco paralelo.

Os bancos 11 e 12 da SE São José 500/138 kV estão em final de vida útil e serão ampliados para 900 MVA.

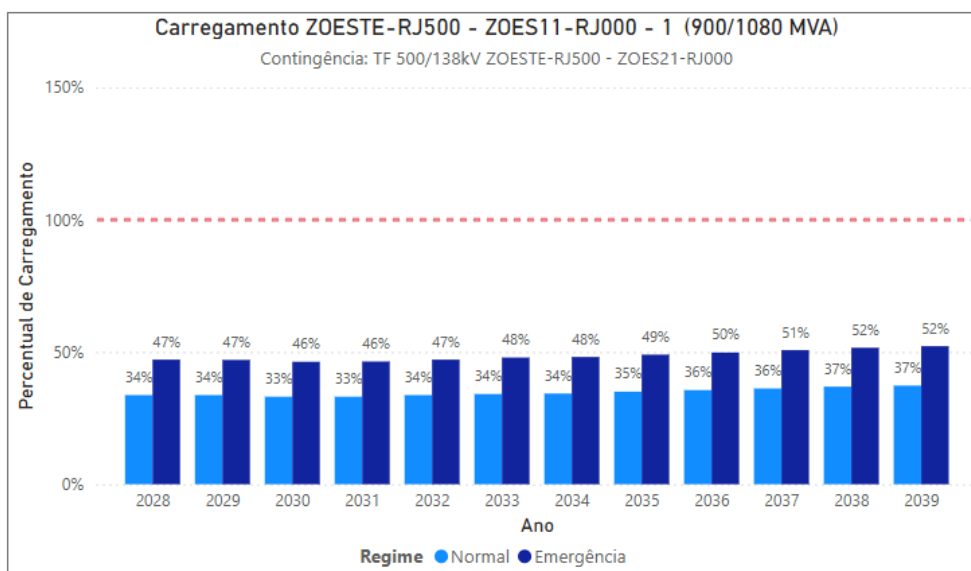


Figura 6-20 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Zona Oeste, em regime normal e na contingência de um banco paralelo.

O carregamento da transformação 500/138 kV de Zona Oeste é bastante confortável em todo o horizonte.

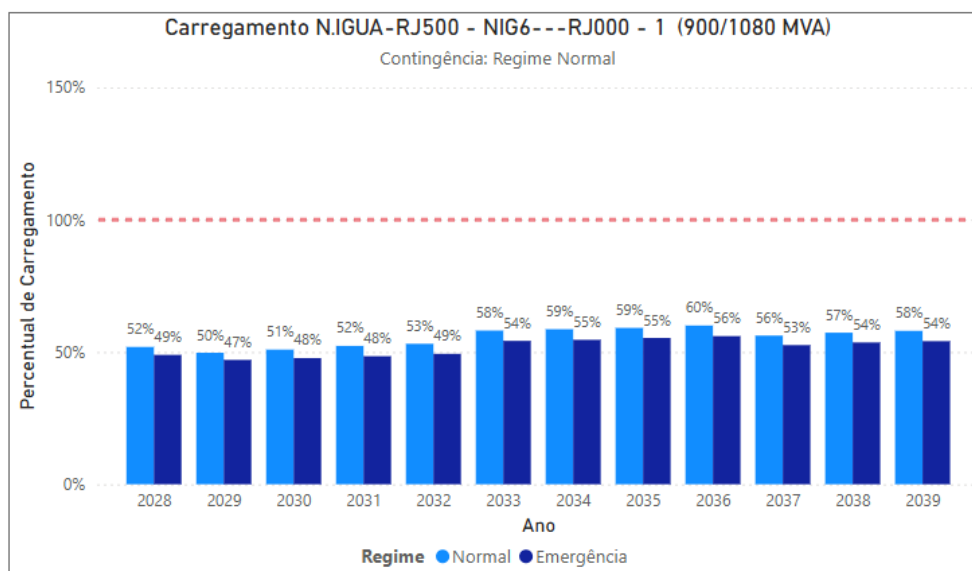


Figura 6-21 - Carregamento da transformação 500/138 kV de Nova Iguaçu, em regime normal e na contingência de um banco paralelo.

A transformação 500/138 kV da SE Nova Iguaçu possui 3 bancos de transformadores e, para controle de nível de curto-circuito, esses bancos operam desinterligados no lado de Baixa Tensão.

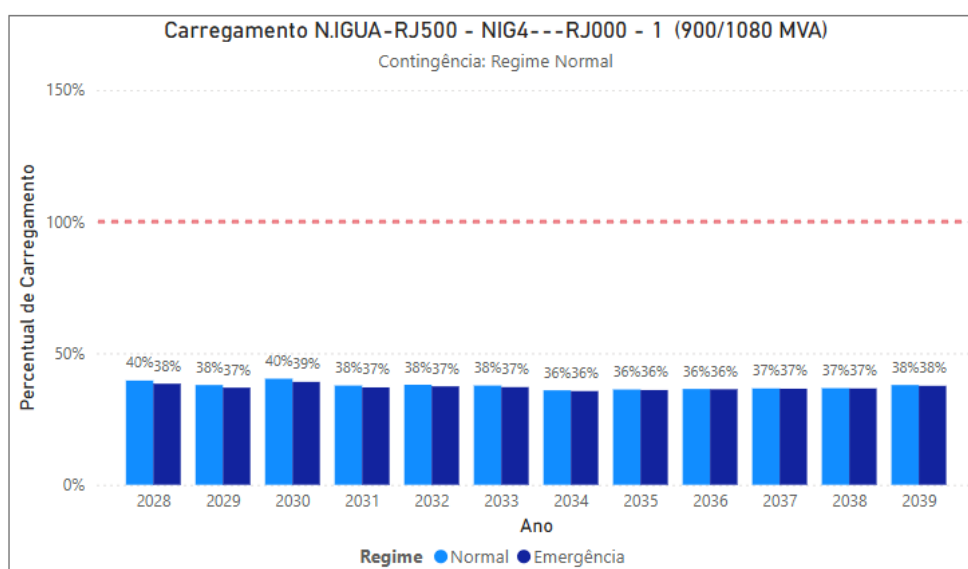


Figura 6-22 - Carregamento da transformação 500/345 kV de Nova Iguaçu, em regime normal e na contingência de um banco paralelo.

A transformação 500/345 kV da SE Nova Iguaçu possui tendência de manutenção do carregamento no horizonte analisado.

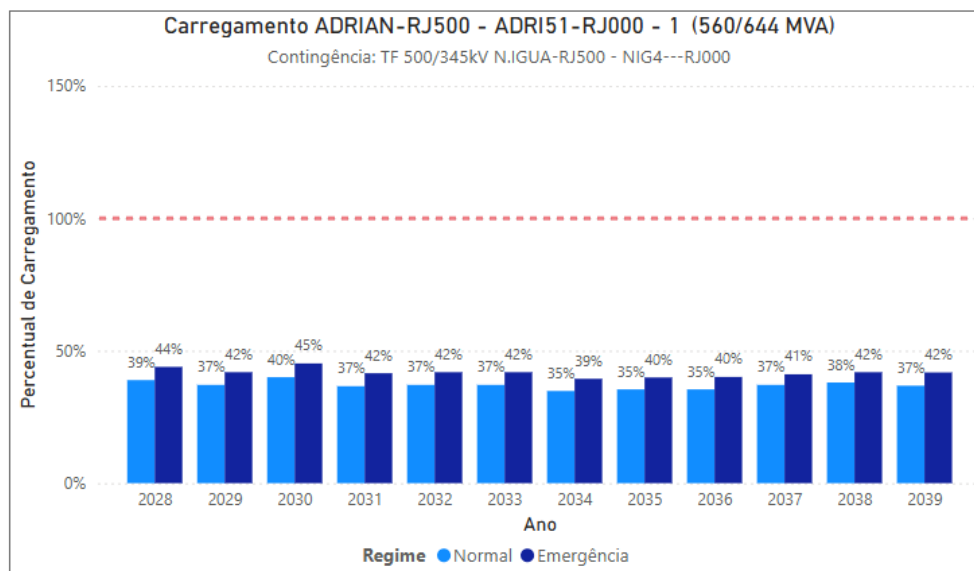


Figura 6-23 - Carregamento da transformação 500/345 kV de Adrianópolis, em regime normal e na contingência da transformação 500/345 kV de Nova Iguaçu.

As transformações 500/345 kV de Nova Iguaçu e Adrianópolis são fortemente relacionadas e a condição mais crítica para Adrianópolis é a contingência da transformação 500/345 kV de Nova Iguaçu.

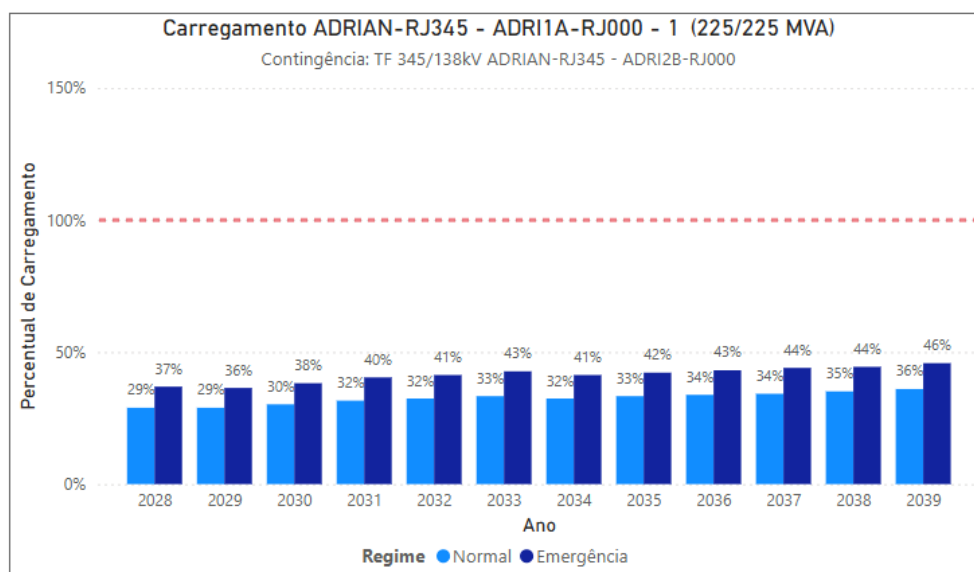


Figura 6-24 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Adrianópolis, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

A entrada da SE Sete Pontes 345/138 kV provoca significativa redução no carregamento de Adrianópolis 345/138 kV.

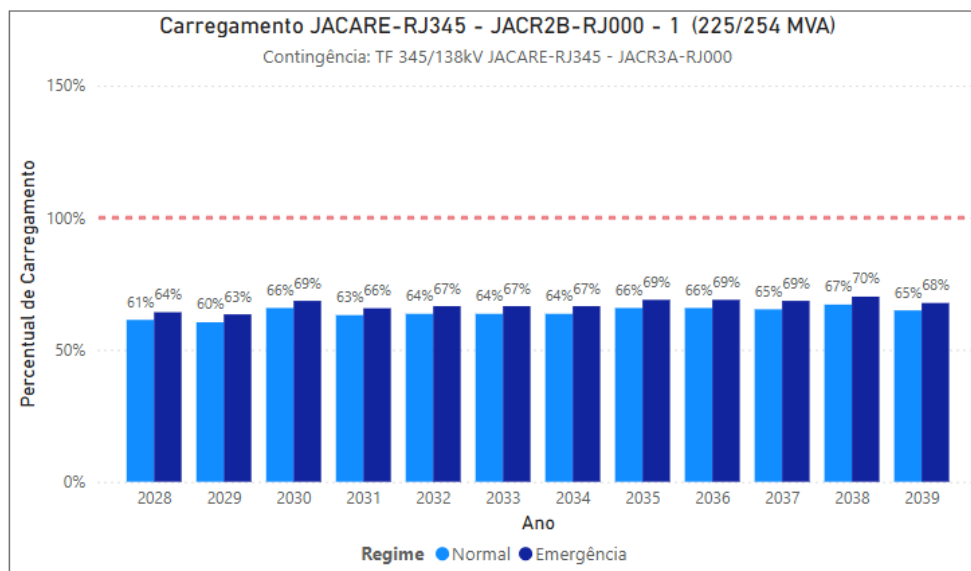


Figura 6-25 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Jacarepaguá, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

O carregamento da transformação 345/138 kV de Jacarepaguá é confortável em todo o horizonte.

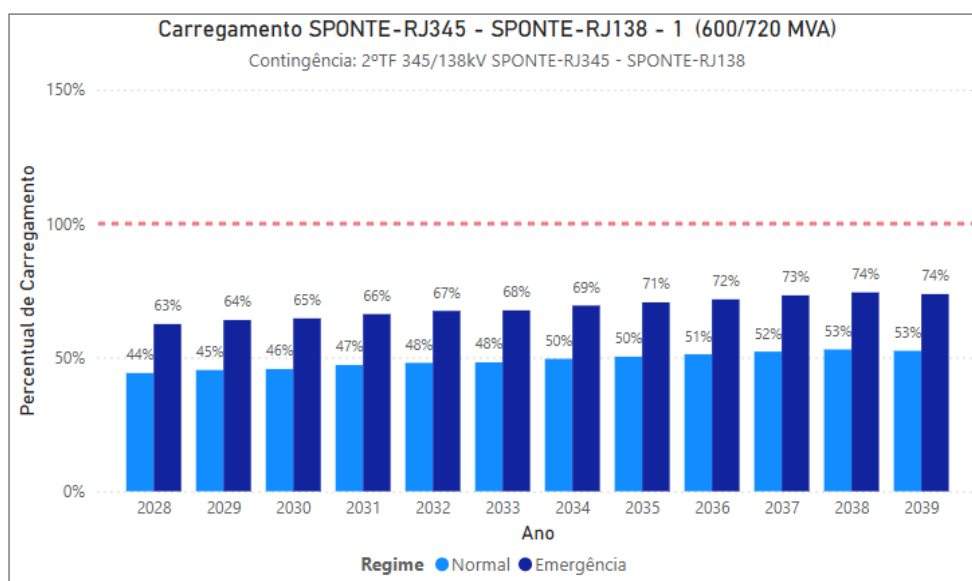


Figura 6-26 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Sete Pontes, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

A entrada da SE Sete Pontes 345/138 kV é fundamental para o atendimento à Magé, Niterói e São Gonçalo e contribui para redução significativa de carregamento nas transformações 345/138 kV de Adrianópolis e Venda das Pedras.

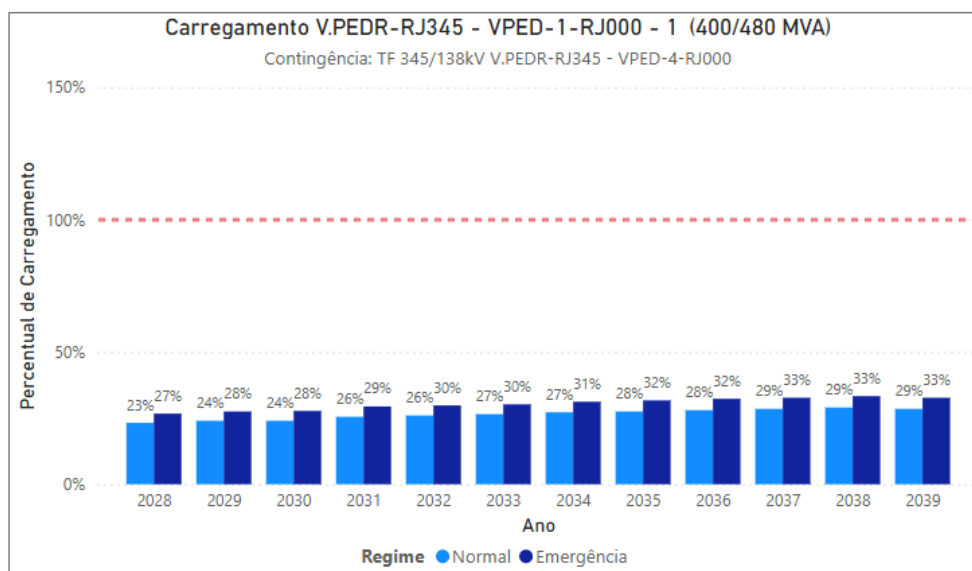


Figura 6-27 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Venda das Pedras, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

A entrada da SE Sete Pontes 345/138 kV provoca significativa redução no carregamento de Adrianópolis 345/138 kV.

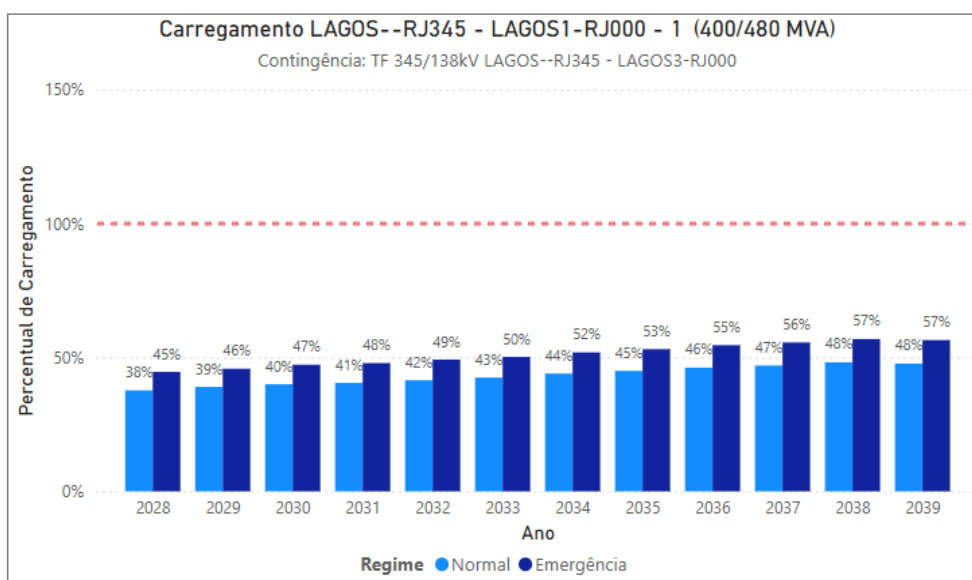


Figura 6-28 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Lagos, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

O carregamento da transformação 345/138 kV de Lagos é confortável em todo o horizonte. A entrada dessa SE contribuiu para redução no carregamento de Campos 345/138 kV.

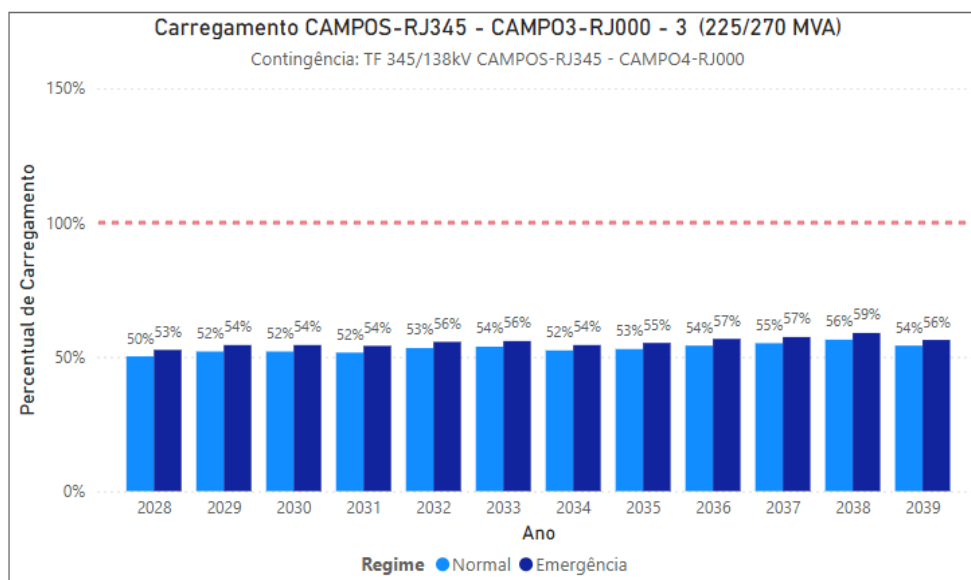


Figura 6-29 - Carregamento da transformação 345/138 kV de Campos, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

O carregamento da SE Campos 345/138 kV foi reduzido de forma significativa após a entrada de Lagos 345/138 kV.

6.1.4 Demais Instalações de Transmissão (DITs)

As Demais Instalações de Transmissão (DITs) são equipamentos não pertencentes à Rede Básica e integrantes de concessões de transmissão. O estado do Rio de Janeiro possui uma série de instalações classificadas como DIT, conforme Tabela 6-1.

Tabela 6-1 – Lista de DITs do Rio de Janeiro

Instalação
LT 138 kV Adrianópolis – Cepel C1 e C2
LT 138 kV Adrianópolis – Magé C1 e C2
LT 138 kV Alcântara - Adrianópolis C1, C2 e C3
LT 138 kV Angra – Angra C1
LT 138 kV Angra – Jacuacanga C1
LT 138 kV Angra – Muriqui C1
LT 138 kV Angra – Santa Cruz C1
LT 138 kV Cachoeira Paulista C1 e C2
LT 138 kV Campos – Iriri C1 e C2
LT 138 kV Campos – Rocha Leão C1
LT 138 kV Imbariê – Adrianópolis C1
LT 138 kV Imbariê – São José C1 e C2
LT 138 kV Iriri – Rocha Leão C1 e C2
LT 138 kV Jacuacanga – Brisamar C1
LT 138 kV Muriqui – Brisamar C1
LT 138 kV Santa Cruz – Brisamar C1
LT 138 kV Rocha Leão – Magé C1 e C2
LT 138 kV São José – Magé C1 e C2
LT 138 kV Usina de Campos – Campos C1 e C2

A existência das DITs faz com que entre o sistema de transmissão e o usuário final haja trechos de rede sobre os quais a distribuidora não pode executar plenamente as suas atividades. A concessionária fica dependente do Planejamento centralizado e das empresas de transmissão

executarem obras nessas instalações, que podem ser críticas para as suas cargas e assume a responsabilidade por possíveis problemas de atendimento. Dessa forma, os processos de transferência desses ativos para as distribuidoras locais devem ser avaliados de forma individual.

Ainda que, em alguns casos, o processo de transferência de propriedade dessas instalações para as distribuidoras locais já tenha sido iniciado, o acompanhamento destas se torna necessário e as simulações feitas para o presente Diagnóstico consideraram esses equipamentos.

6.1.4.1 LT 138 kV São José – Imbariê

A LT 138 kV São José – Imbariê está em processo de transferência para a Distribuidora ENEL-RJ. Em cenários de atendimento a ponta foram observadas sobrecargas na LT 138 kV São José – Imbariê após contingência do circuito paralelo, a partir de 2028, conforme Figura 6-30.

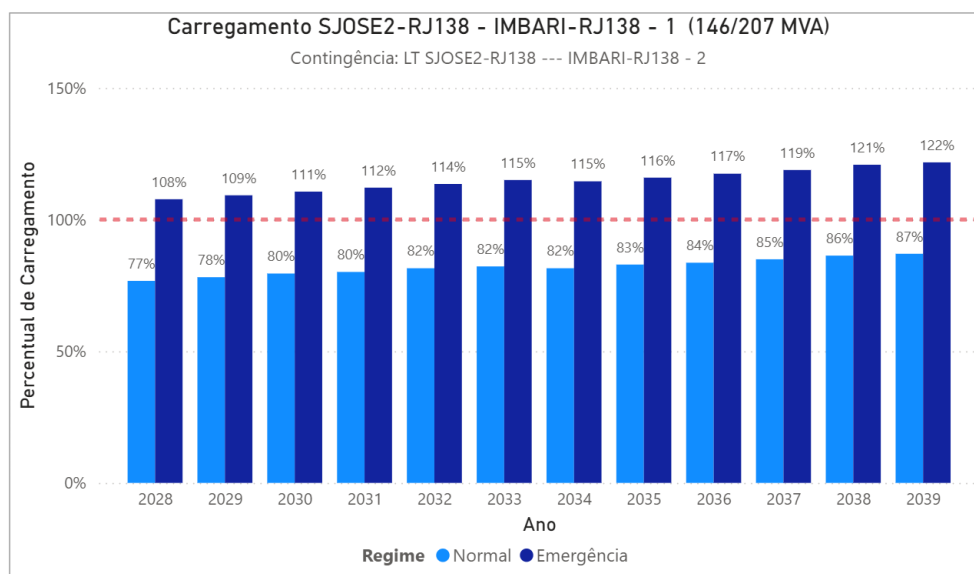


Figura 6-30 - Carregamento da LT 138 kV São José – Imbariê C1, em regime normal e na contingência do C2.

A LT está localizada em área de grande complexidade socioambiental e soluções como a construção de um novo circuito, recondutoramento ou recapacitação são consideradas inviáveis.

6.1.4.2 LT 138 kV Magé – Rocha Leão

A LT 138 kV Magé – Rocha Leão possui 2 circuitos, recentemente, um deles foi seccionado para a conexão da SE Casimiro de Abreu. Dessa forma, foram consideradas nas simulações as LTs a seguir:

- LT 138 kV Magé - Rocha Leão
- LT 138 kV Magé – Casimiro de Abreu
- LT 138 kV Casimiro de Abreu – Rocha Leão

A Figura 6-31 apresenta os carregamentos da LT 138 kV Casimiro de Abreu – Rocha Leão, trecho de maior carga, em condições normais de operação e na contingência da LT 345 kV Lagos - Venda das Pedras C2, em cenários de elevada exportação do Nordeste e despacho térmico no RJ/ES.

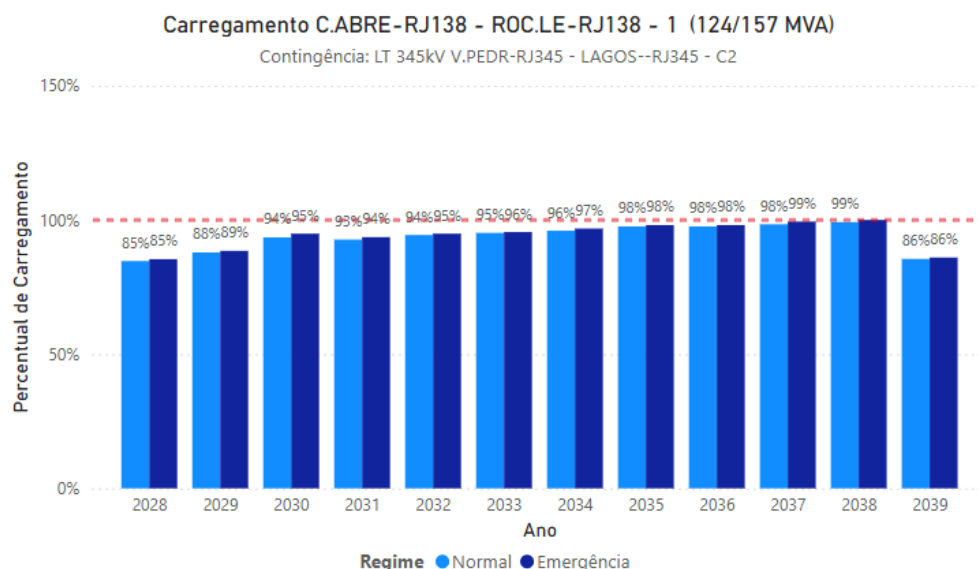


Figura 6-31 - Carregamento da LT 138 kV Casimiro de Abreu – Rocha Leão, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras.

A adoção da abertura da malha em 345 kV entre GNA e Porto do Açú reduz os fluxos da LT, conforme Figura 6-32.

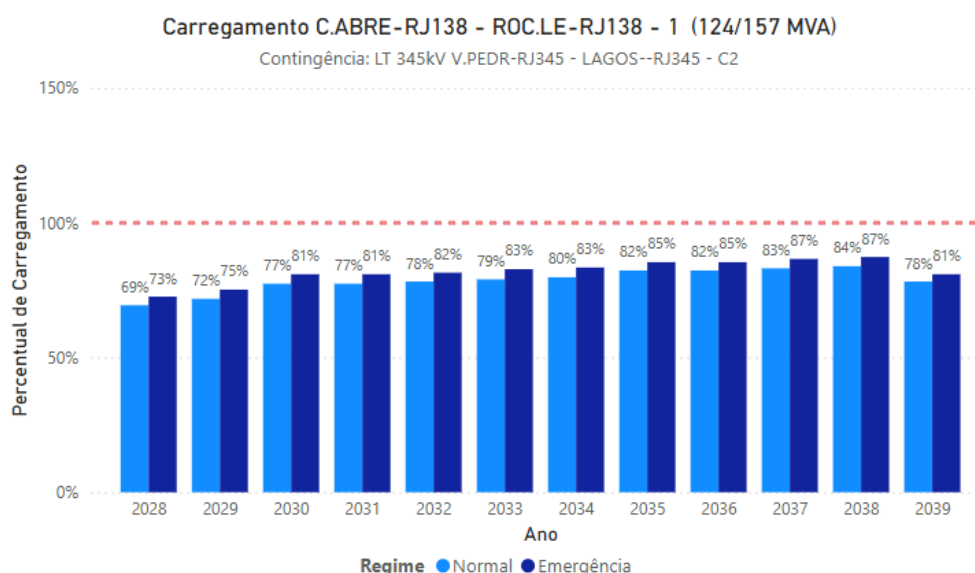


Figura 6-32 - Carregamento da LT 138 kV Magé – Rocha Leão, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Lagos – Venda das Pedras.

6.1.5 Rede de Distribuição

A análise considera apenas os impactos gerados por contingências de equipamentos pertencentes à Rede Básica ou Rede Básica de Fronteira em instalações da Rede de Distribuição.

6.1.5.1 Transformação 138/69 kV da SE Itálva

Em condições de elevado despacho termelétrico para atendimento à ponta de carga, a transformação 138/69 kV da SE Itálva apresenta sobrecargas em condições de emergência da LT 345 kV Leopoldina – Lagos, em 2038, conforme a Figura 6-33.

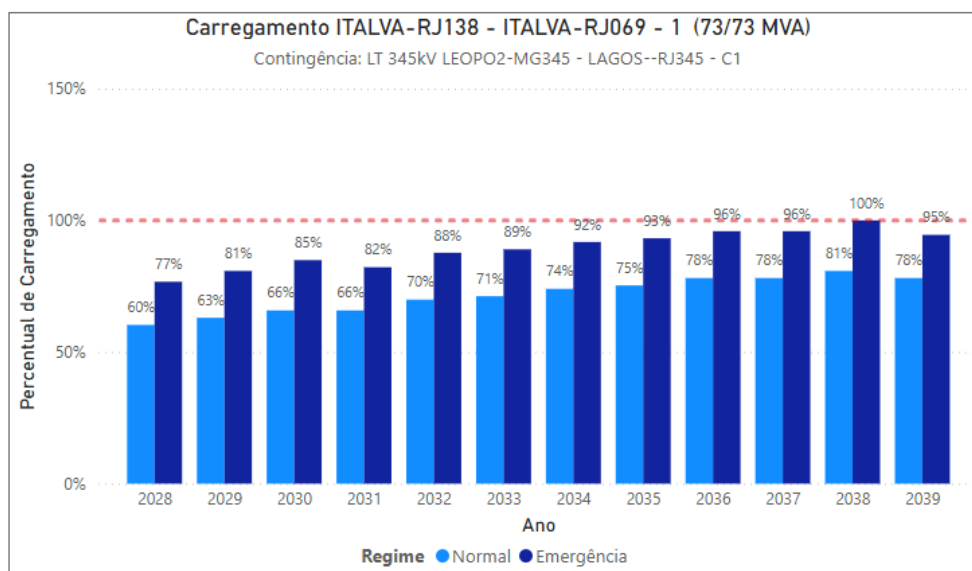


Figura 6-33 - Carregamento da transformação 138/69 kV da SE Italva, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Leopoldina - Lagos.

A abertura dos circuitos entre as subestações GNA – Porto do Açu 345 kV reduz bastante o carregamento da LT, conforme a figura 6-20.

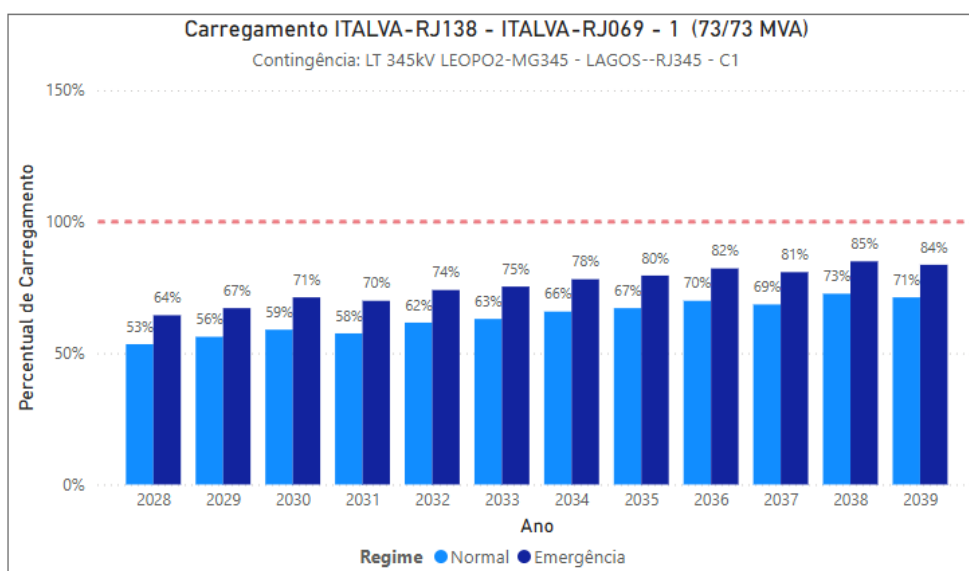


Figura 6-34 - Carregamento da transformação 138/69 kV da SE Italva, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Leopoldina - Lagos.

6.1.5.2 LT 138 kV SFE – Nova Iguaçu

Em cenários de atendimento à ponta, a LT 138 kV SFE – Nova Iguaçu apresenta elevados carregamentos em emergência durante todo o horizonte analisado, com sobrecargas inadmissíveis a partir de 2029 na contingência do AT6 500/138 kV da subestação de Nova Iguaçu, que trabalha separado em relação aos outros dois com o objetivo de diminuir o nível de Curto – Circuito da SE. O carregamento do circuito pode ser visto na Figura 6-35.

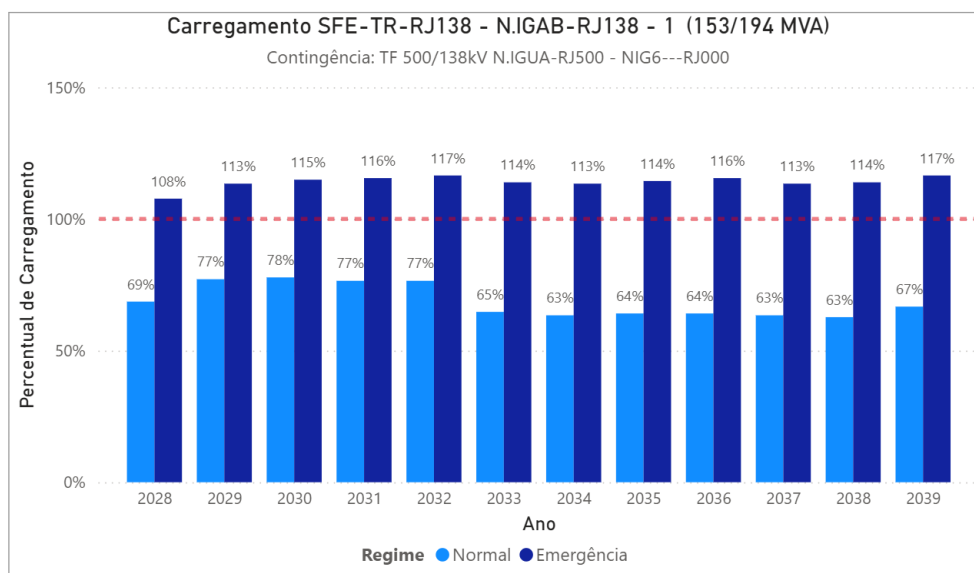


Figura 6-35 - Carregamento da LT 138 kV SFE – Nova Iguaçu, em regime normal e na contingência do ATF 06 500/138 kV da SE Nova Iguaçu.

6.1.5.3 LT 138 kV Santa Cruz – Marinha

Em cenários de máximo recebimento da região Nordeste, a LT 138 kV Santa Cruz – Tap Marinha apresenta altos carregamentos em regime normal de operação em todo o horizonte analisado e sobrecargas em condições de emergência da DIT 138 kV Santa Cruz/Brisamar, a partir de 2032, conforme Figura 6-36.

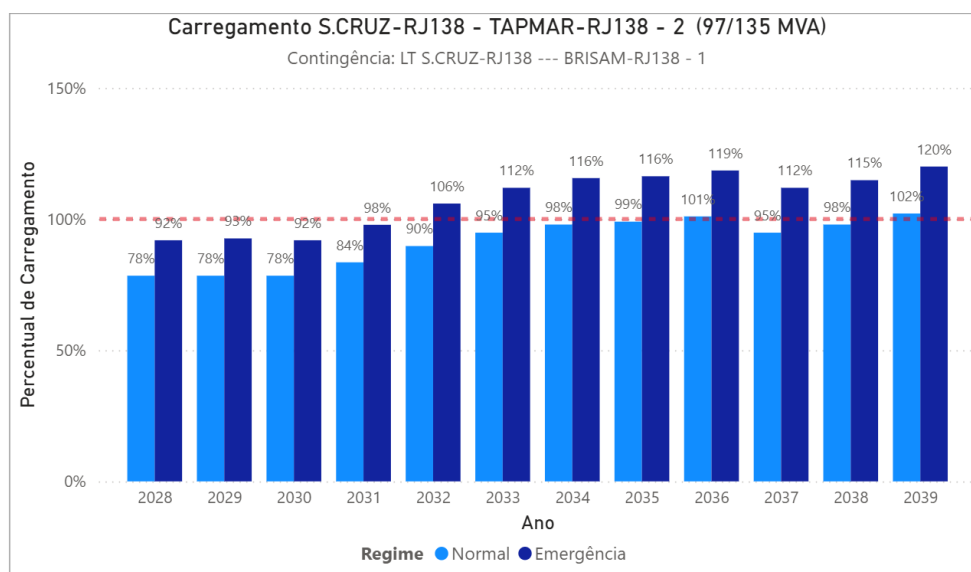


Figura 6-36 - Carregamento da LT 138 kV Santa Cruz – Marinha, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Santa Cruz/Brisamar.

6.1.5.4 LT 138 kV Brisamar – Marinha

Em cenários de máximo recebimento da região Nordeste, a LT 138 kV Brisamar – Tap Marinha apresenta altos carregamentos em regime normal de operação durante todo o horizonte analisado, com sobrecargas inadmissíveis a partir de 2034, além disso na contingência da DIT 138 kV Santa

Cruz/Brisamar, a LT apresenta sobrecargas em condição de emergência a partir de 2031, a Figura 6-37 apresenta os carregamentos da LT.

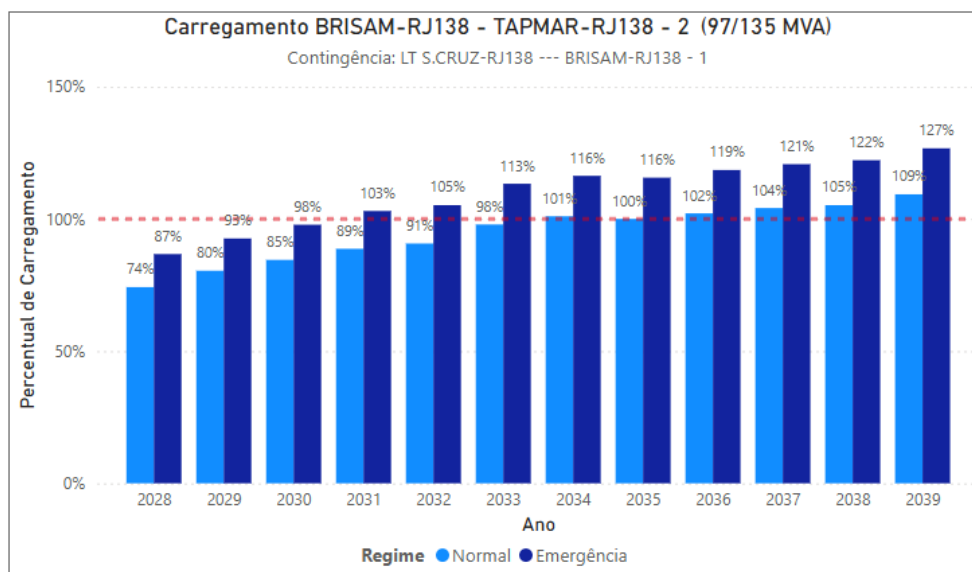


Figura 6-37 - Carregamento da LT 138 kV Brisamar – Marinha, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Santa Cruz/Brisamar.

6.2 Estado do Espírito Santo

6.2.1 Malha em 345 kV da Região Metropolitana de Vitória

A Região Metropolitana de Vitória é atendida por circuitos em 345 kV e 500 kV provenientes das Subestações Rio Novo do Sul, Padre Fialho e João Neiva 2. O sistema originado no Sul do estado é composto por 1 circuito expresso e por 1 circuito que foi seccionado em Viana.

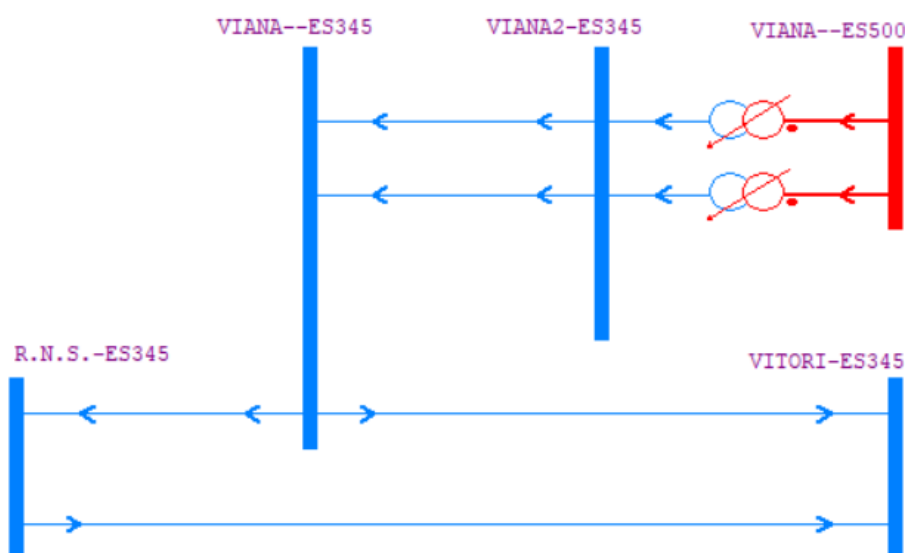


Figura 6-38 – Sistema em 345 kV da Região Metropolitana de Vitória.

6.2.1.1 LT 345 kV Viana 2 – Viana

A Figura 6-39 ilustra os carregamentos na LT 345 kV Viana 2 – Viana C1, após contingência do C2, quando da ocorrência de cenários de máxima exportação do Nordeste.

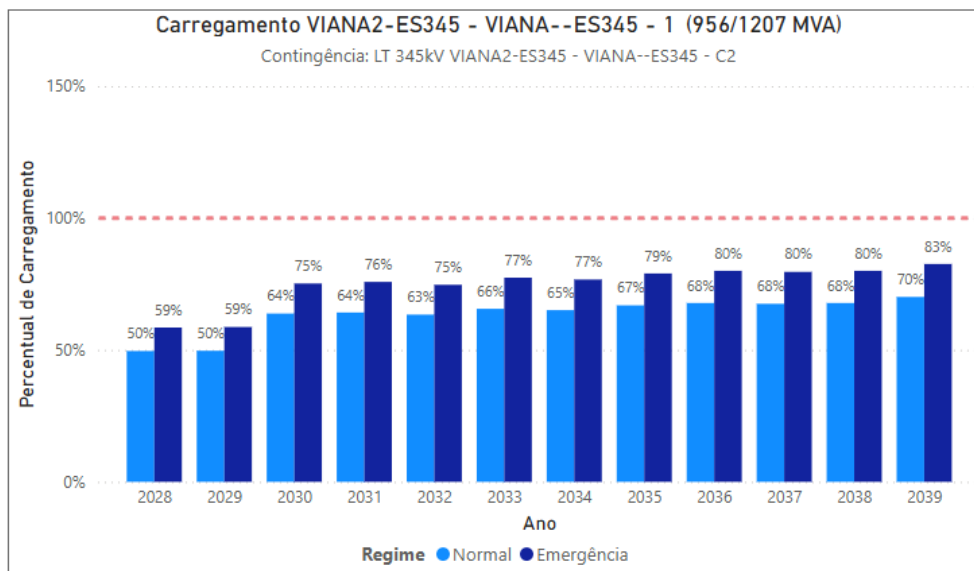


Figura 6-39 - Carregamento da LT 345 kV Viana 2 – Viana C1, em regime normal e na contingência do C2.

Após a entrada do 3º circuito da LT 345 kV Viana 2 – Viana, sobrecargas anteriormente visualizadas são eliminadas até o final do horizonte analisado. Além disso é observada redução nos carregamentos percentuais em relação ao ciclo passado, devido à correção na base de dados da capacidade da LT.

6.2.1.2 LT 345 kV Viana – Vitória

A LT 345 kV Viana – Vitória possui restrições devido a presença de fatores limitantes, como transformadores de corrente na SE Vitória. Como não existe previsão de substituição desses equipamentos nem garantia de eliminação desses fatores limitantes, as restrições foram consideradas nas simulações.

Dessa forma, no cenário de máxima exportação da região Nordeste, há possibilidade de sobrecargas em regime normal de operação a partir de 2030 e, durante todo o horizonte em condições de emergência na perda da LT 500 kV Rio Novo do Sul/Mutum, de acordo com a Figura 6-40.

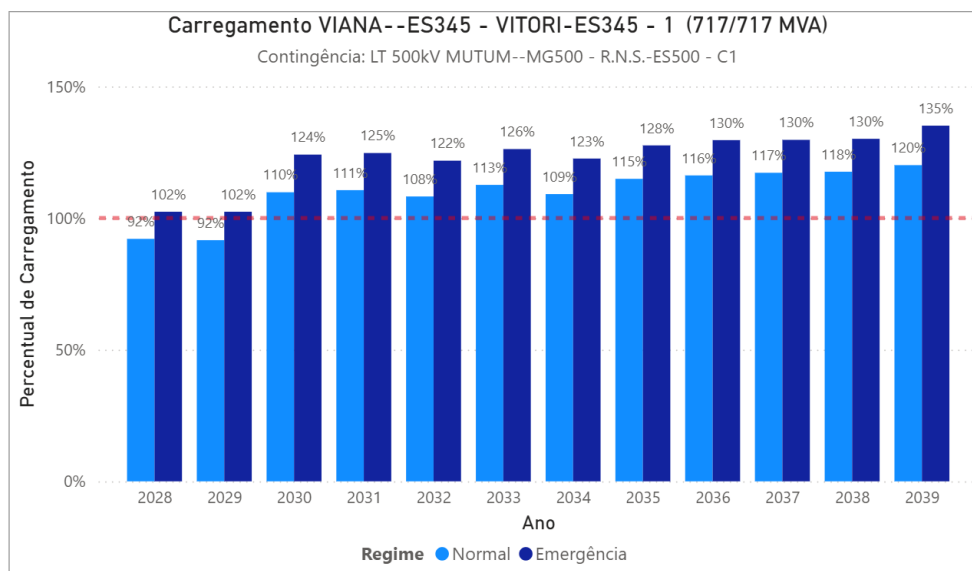


Figura 6-40 - Carregamento da LT 345 kV Viana – Vitória, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Rio Novo do Sul - Mutum.

Também são visualizadas sobrecargas em todos os cenários na perda da LT 345 kV Vitória/Rio Novo do Sul, sendo o de crise hídrica o mais crítico. A Figura 6-41 apresenta os carregamentos da LT 345 kV Viana/Vitória nesse cenário.

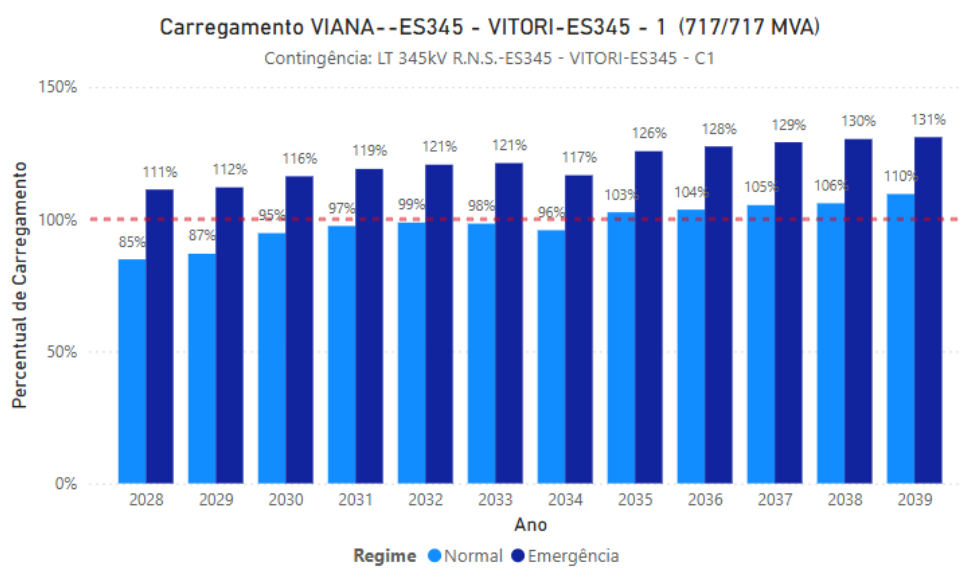


Figura 6-41 - Carregamento da LT 345 kV Viana – Vitória, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Rio Novo do Sul - Vitória.

Foram realizadas simulações considerando a antecipação das LTs 500 kV Medeiros Neto 2/João Neiva 2/Viana 2 C2 para o ano de 2028, uma vez que, há previsão de antecipação em sua conclusão para 2027. A Figura 6-42 apresenta os carregamentos da LT 345 kV Viana/Vitória, para o cenário de máxima exportação do Nordeste, considerando essa antecipação.

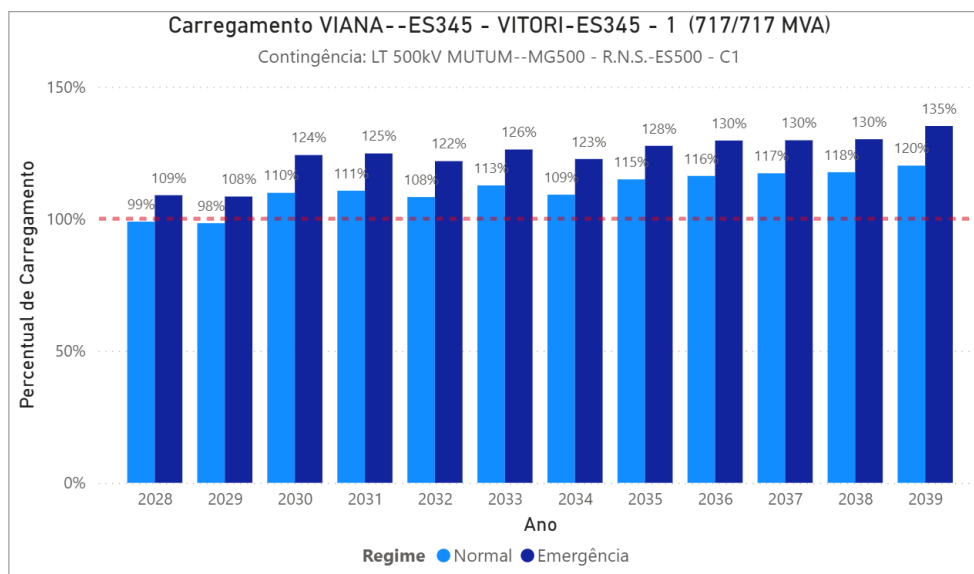


Figura 6-42 - Carregamento da LT 345 kV Viana – Vitória, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Rio Novo do Sul – Mutum, com antecipação do eixo Medeiros Neto – Viana 2.

É possível observar limiar de sobrecarga em regime normal nos primeiros anos do horizonte, com a antecipação das obras das LTs 500 kV Medeiros Neto 2/João Neiva 2/Viana 2 C2.

Conforme mencionado, a LT 345 kV Viana/Vitória possui restrição de capacidade devido a existência de fatores limitantes. Dessa forma, foram feitas simulações considerando a capacidade plena da LT, sem restrições. A Figura 6-43 apresenta seus carregamentos no cenário de máxima exportação do Nordeste.

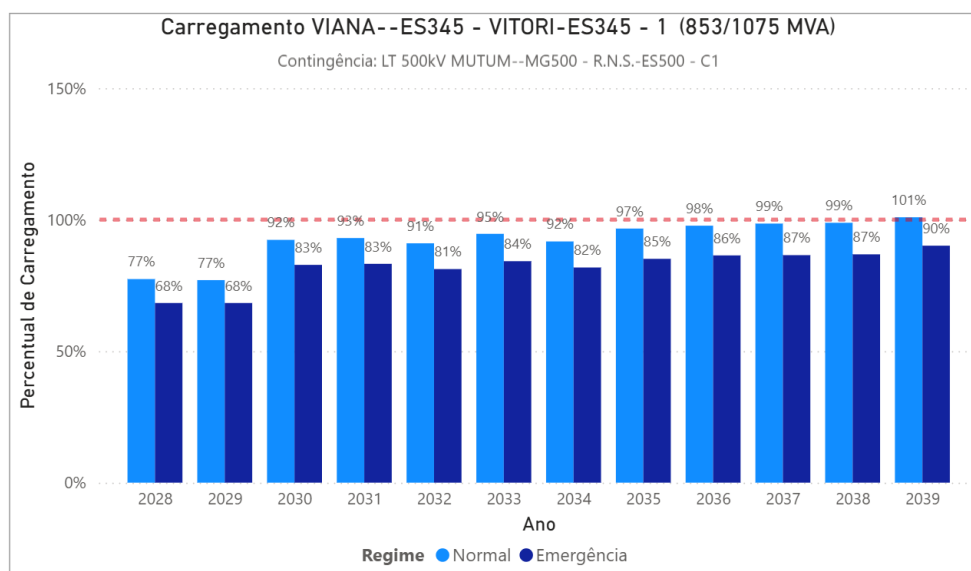


Figura 6-43 - Carregamento da LT 345 kV Viana – Vitória, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Rio Novo do Sul – Mutum, desconsiderando fatores limitantes.

É possível observar que a eliminação dos fatores limitantes e o reestabelecimento da capacidade plena da LT 345 kV Viana/Vitória resulta em uma redução significativa de seus carregamentos.

6.2.2 Transformações da Rede Básica e Fronteira

6.2.2.1 Transformação 500/345 kV de Viana 2

A SE Viana 2 conta com 2 bancos de transformadores 500/345 kV de 900 MVA cada. A ampliação dessa transformação através da entrada da 3ª unidade foi estudada no passado e sua entrada em operação está prevista para o horizonte indicativo.

A Figura 6-44 apresenta os carregamentos do banco 02 em regime normal de operação e na contingência da unidade em paralelo. Consta-se que, a partir de 2028, a perda de um dos bancos provoca sobrecargas na unidade remanescente.

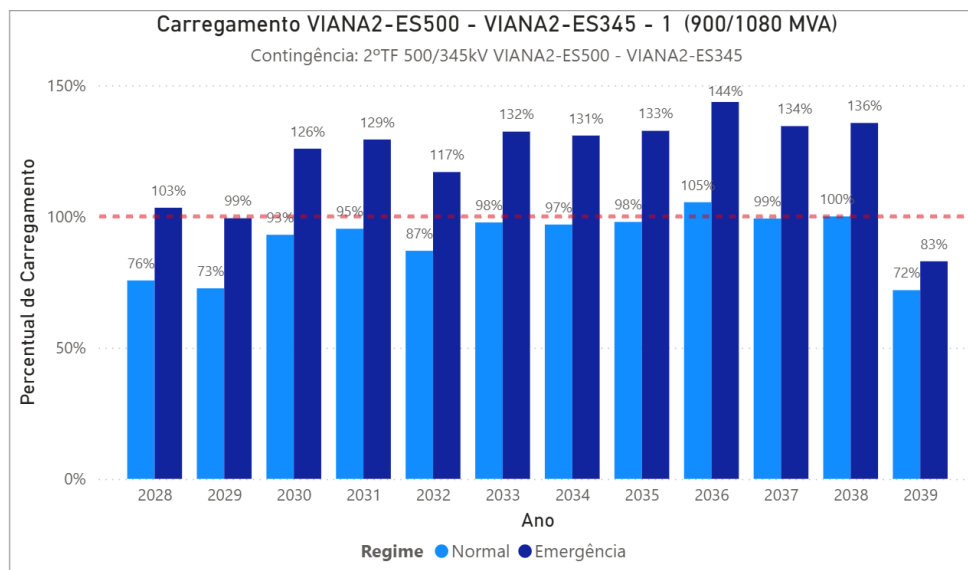


Figura 6-44 - Carregamento da transformação 500/345 kV da SE Viana 2, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

Como as sobrecargas ocorrem antes da previsão inicial, a antecipação da entrada do 3º Transformador 500/345 kV deve ser avaliada.

6.2.2.2 Transformação 345/138 kV de Vitória

A SE Vitória possui 4 bancos de transformadores 345/138 kV, sendo dois de 225 MVA e dois de 400 MVA. Existe possibilidade de sobrecarga no AT 04 ao final do horizonte, em cenários de elevado recebimento do Nordeste, em caso de perda de um dos bancos com maior capacidade (AT01 ou AT05). Esse banco não possui capacidade adicional de emergência, devido à presença de enxofre corrosivo, seus carregamentos são apresentados na Figura 6-45.

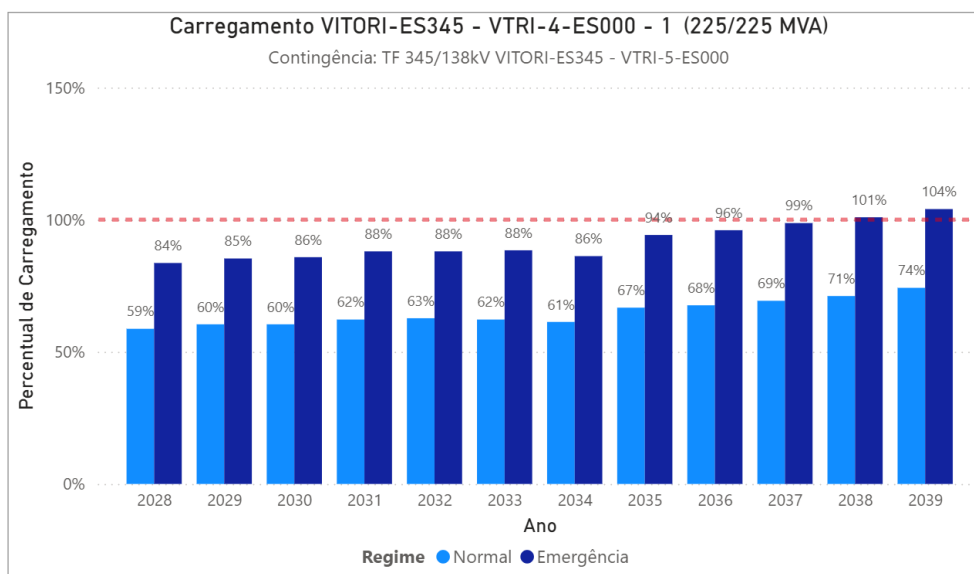


Figura 6-45 - Carregamento do AT 04 345/138 kV da SE Vitória, em regime normal e na contingência do AT 05.

6.2.2.3 Transformação 230/138 kV de Verona

A SE Verona possui 2 bancos de transformadores 230/138 kV, de 150 MVA cada. Conforme Figura 6-46, quando da contingência de um dos bancos, há possibilidade de sobrecarga na unidade remanescente, a partir de 2031, em um cenário de crise hídrica. A elevação dos carregamentos a partir de 2029 ocorre devido à entrada da LT 230 kV Governador Valadares 6/Verona.

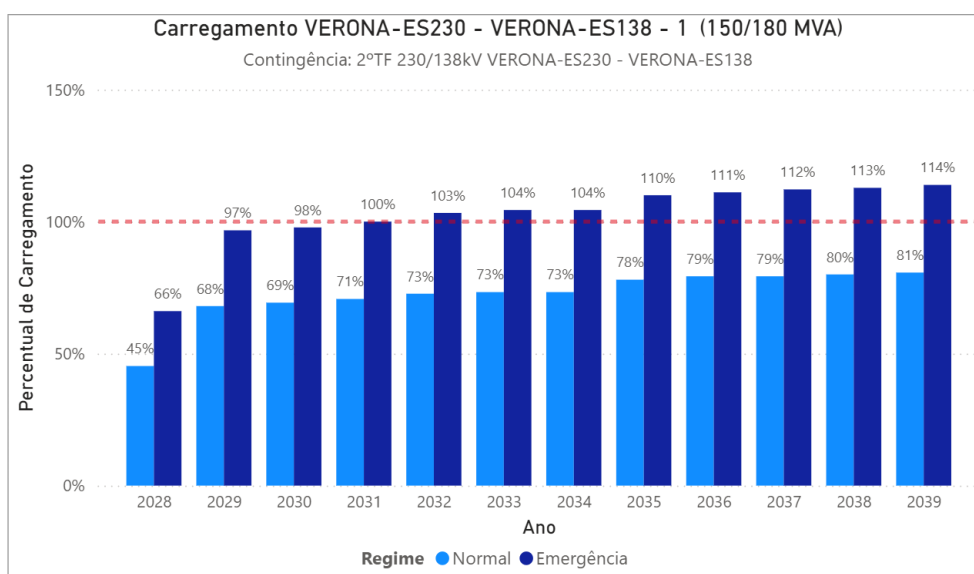


Figura 6-46 - Carregamento da transformação 230/138 kV da SE Verona, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

6.2.2.4 Transformação 345/138 kV de Viana

A SE Viana possui 4 bancos de transformadores 345/138 kV, sendo três de 225 MVA e um de 400 MVA. Conforme Figura 6-47, quando da contingência do AT 04, de maior capacidade, há possibilidade de sobrecarga nas unidades remanescentes, no final do horizonte, em um cenário de máximo intercâmbio do subsistema Nordeste.

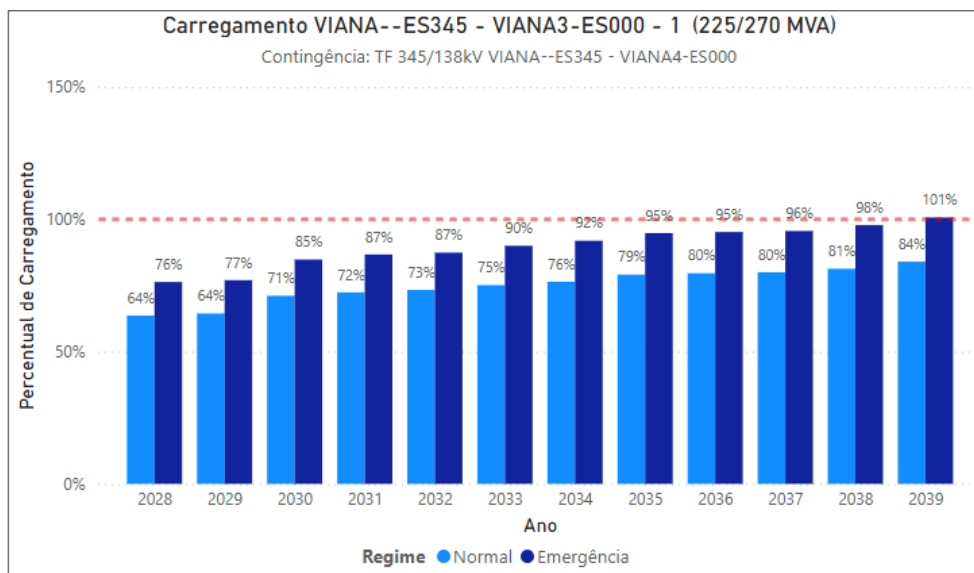


Figura 6-47 - Carregamento da transformação 230/138 kV da SE Verona, em regime normal e na contingência de um dos bancos em paralelo.

6.2.3 Rede de Distribuição

6.2.3.1 LT 138 kV Viana - Ceasa – Alto Lage

Conforme Figura 6-48 e Figura 6-49, o sistema de Distribuição atendido pela SE Viana, apresenta sobrecargas em condições de emergência da LT 345 kV Viana/Vitória a partir de 2028, em diversos cenários de geração.

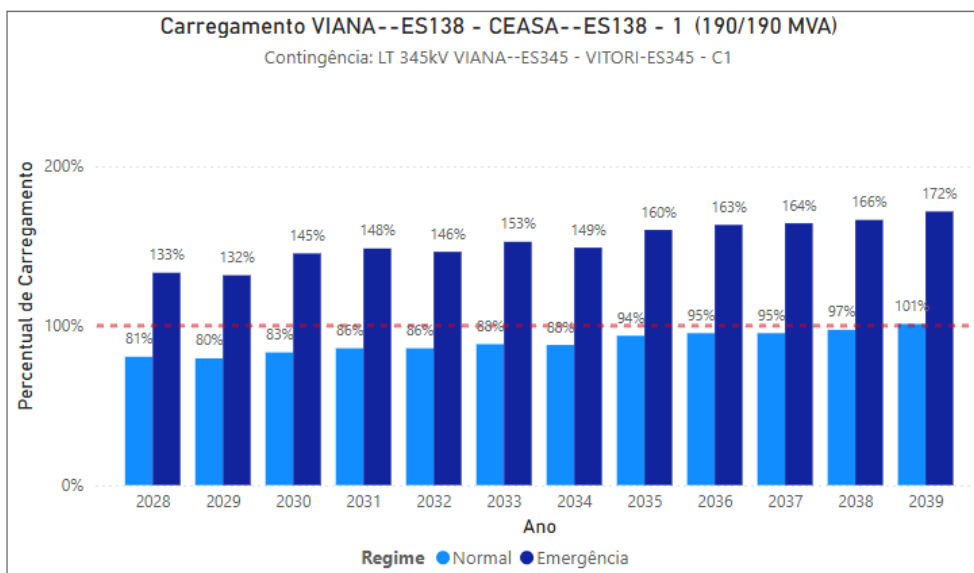


Figura 6-48 – Carregamento da LT 138 kV Viana/Ceasa, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana - Vitória.

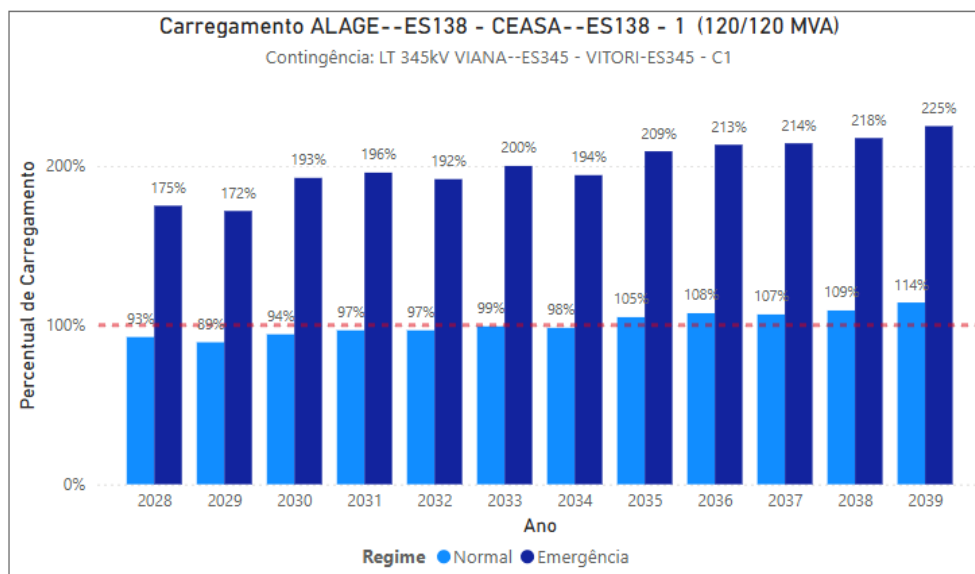


Figura 6-49 - Carregamento da LT 138 kV Alto Lage/Ceasa, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Viana – Vitória.

6.2.3.2 LT 138 kV Mascarenhas – São Gabriel

Em cenários de crise hídrica, a contingência da LT 230 kV Mascarenhas – Verona pode provocar sobrecargas na LT 138 kV Mascarenhas/São Gabriel, a partir de 2033, conforme Figura 6-50. A redução do carregamento em 2029 ocorre pela entrada da LT 230 kV Governador Valadares 6/Verona.

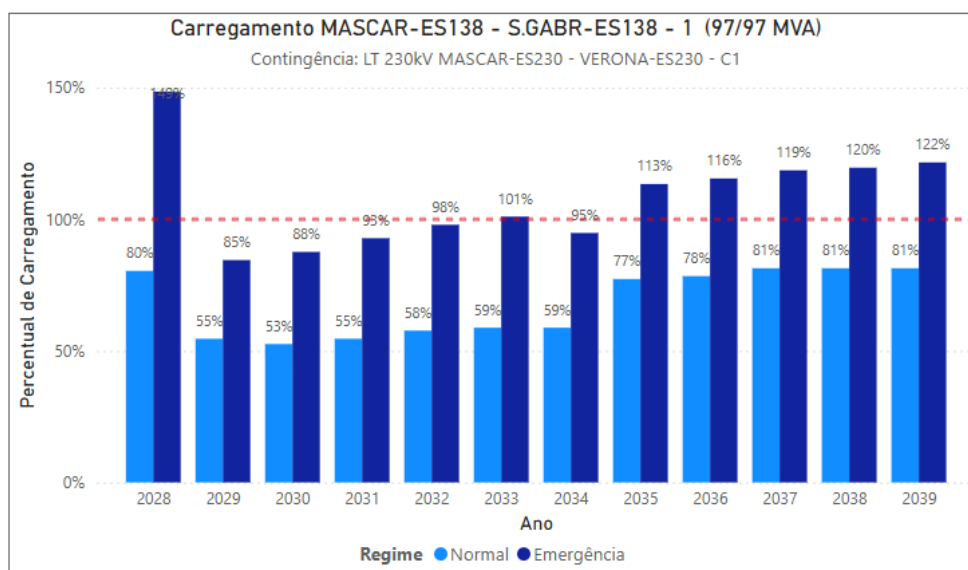


Figura 6-50 - Carregamento da LT 138 kV Mascarenhas – São Gabriel, em regime normal e na contingência da LT 230 kV Mascarenhas - Verona.

6.2.3.3 LT 138 kV Terminal Jaguaré - Jaguaré

Em cenários de atendimento à ponta, a contingência da transformação 230/138 KV da SE São Mateus provoca sobrecarga na LT 138 kV Terminal Jaguaré/Jaguaré, a partir de 2032, conforme Figura 6-51.

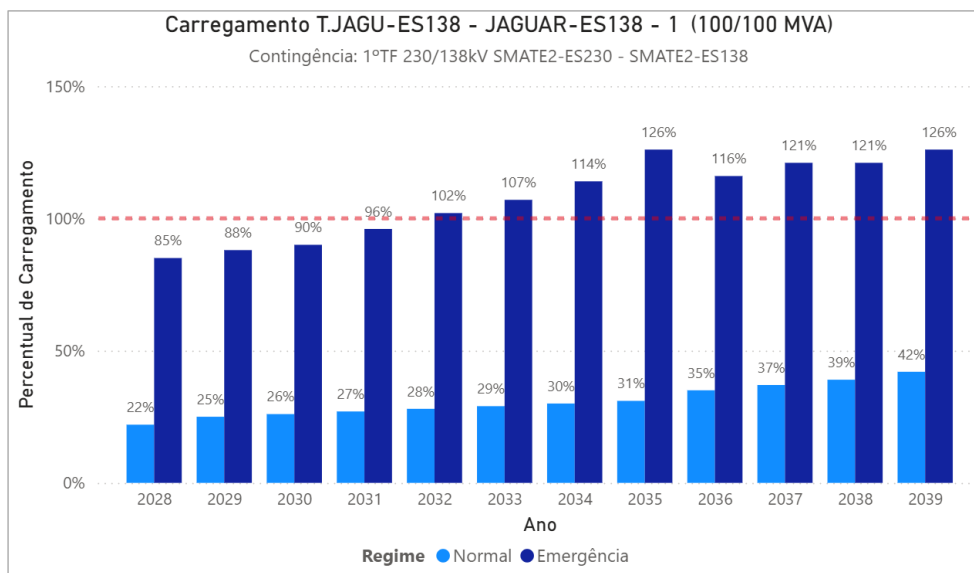


Figura 6-51 - Carregamento da LT 138 kV Terminal Jaguaré - Jaguaré, em regime normal e na contingência do AT 01 230/138 kV da SE São Mateus 2.

6.2.3.4 LT 138 kV João Neiva – Rio Quartel

Em cenários de elevado recebimento do Nordeste e alto despacho termelétrico no RJ/ES, a perda da LT 230 kV Mascarenhas/Linhares causa elevados carregamentos, em especial ao final do horizonte, na LT 138 kV João Neiva/Rio Quartel, conforme Figura 6-52.

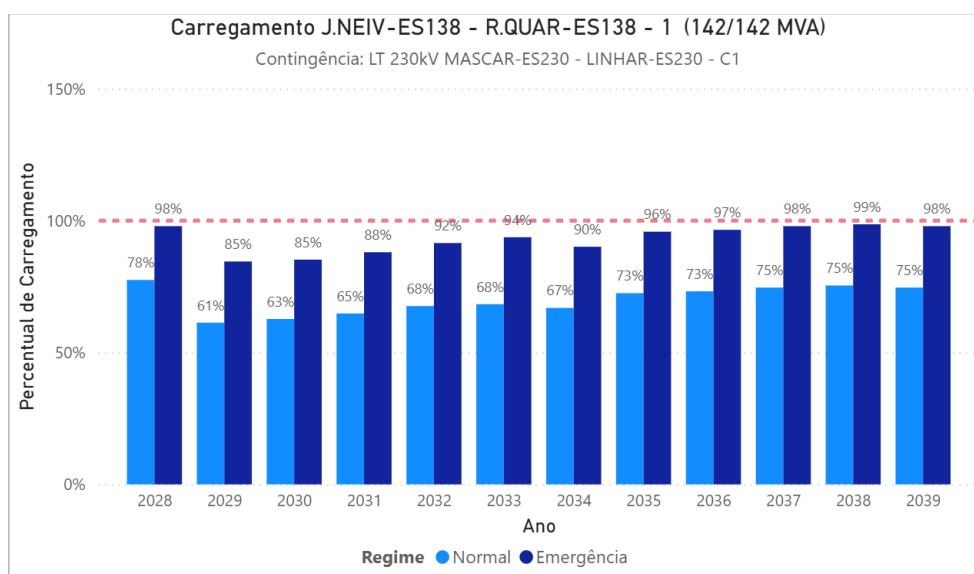


Figura 6-52 - Carregamento da LT 138 kV João Neiva – Rio Quartel, em regime normal e na contingência da LT 230 kV Mascarenhas - Linhares.

A redução no carregamento vista em 2029 ocorre devido a entrada da LT 230 kV Governador Valadares 6/Verona.

7 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA MINAS GERAIS

O capítulo apresenta um diagnóstico do desempenho elétrico dos elementos da Rede Básica e de fronteira do estado de Minas Gerais, considerando o regime normal de operação e situações de contingência.

7.1 Área Norte

Na região Norte do estado foi verificada a possibilidade de carregamentos elevados no sentido de fluxo reverso, ou seja, com a rede de distribuição escoando o excedente de geração para a Rede Básica, em cenários de carga mínima diurna e elevada geração fotovoltaica na distribuição. Ressalta-se, contudo, que se trata de um cenário de baixa permanência, e com grandes chances de cortes prévios de geração por razões energéticas. Tais condições acontecem especialmente nos finais de semana, quando têm sido registrado grandes montantes de cortes de geração (*curtailment*) por razões energéticas, devido à sobreoferta de geração disponível em relação a demanda verificada. Essa tendência tende a se intensificar nos próximos anos, à medida que a potência instalada de geração fotovoltaica cresce em ritmo superior ao da carga, o que pode impedir que esses elevados carregamentos se concretizem na operação.

Os gráficos a seguir ilustram o carregamento das subestações de fronteira que apresentaram sobrecargas, indicando o percentual de carregamento em condição normal de operação e na pior contingência:

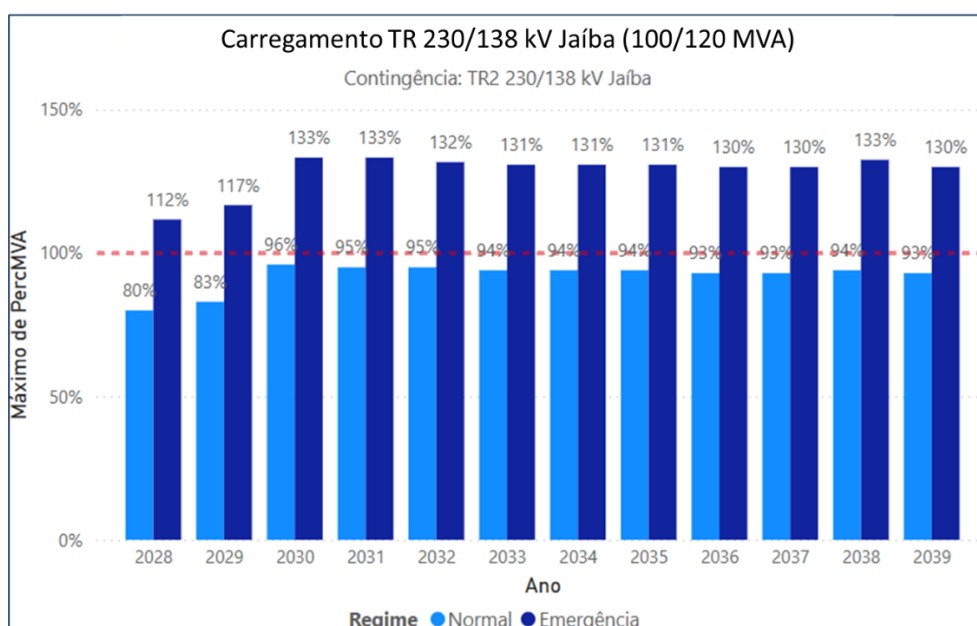


Figura 7-1 - Carregamento do transformador remanescente da SE 230/138 kV Jaíba na contingência do transformador paralelo

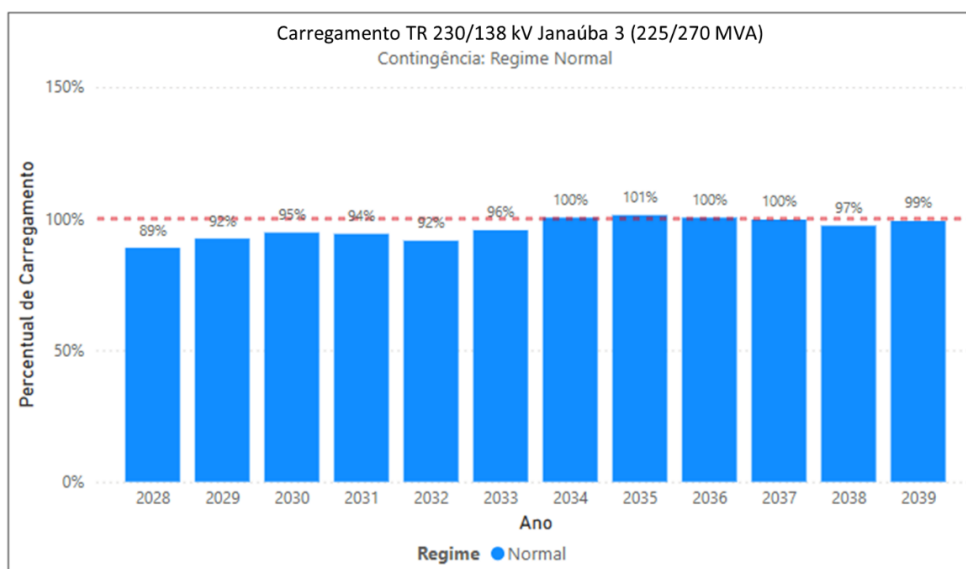


Figura 7-2 - Carregamento da SE 230/138 kV Janaúba 3 em condição normal de operação

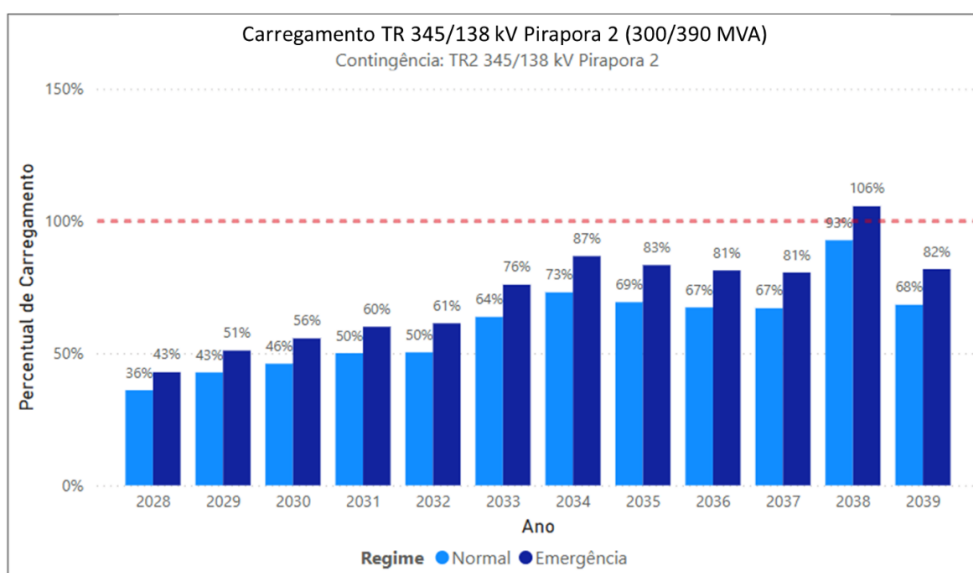


Figura 7-3 - Carregamento do transformador remanescente da SE 345/138 kV Pirapora 2 na contingência do banco paralelo (cenário de carga mínima diurna)

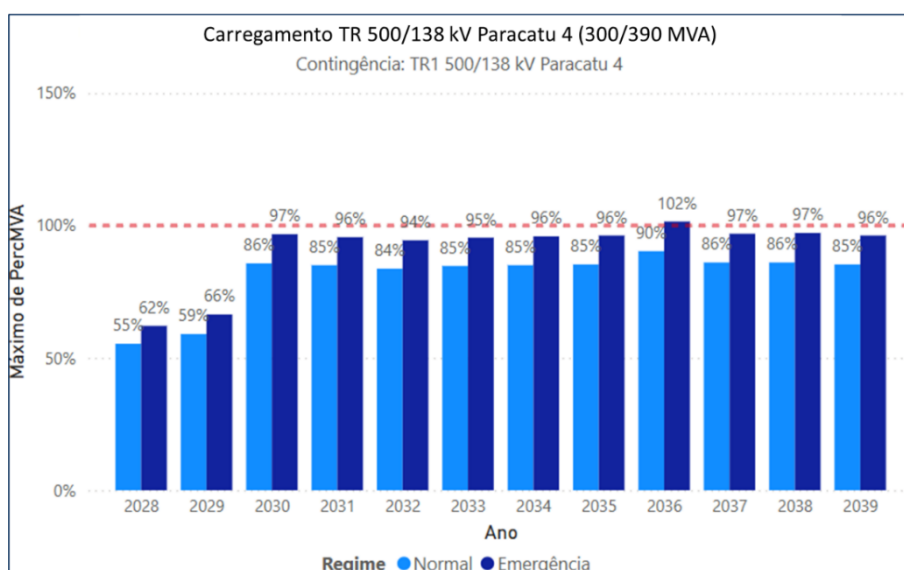


Figura 7-4 - Carregamento dos transformadores remanescentes SE 500/138 kV Paracatu 4 na contingência de um dos transformadores

Na região Noroeste de Minas Gerais, próxima as subestações de Arinos 2 e Paracatu 4, foi realizada uma análise considerando demandas reprimidas informadas pela CEMIG-D, principalmente do setor de Agronegócio. A carga para o patamar Máxima Noturna da região enviada ao PDE 2034 foi de 154 MW, mas já em 2024 observou-se uma demanda verificada de 225 MW, com contratos assinados somando 182 MW e pareceres de acesso válidos de 48 MW, podendo atingir 456 MW no curto prazo. Conforme apresentado na Figura 7-5, a projeção para 2039 pode chegar a quase 700 MW, enquanto o PDE 2034 considera apenas 200 MW nesse mesmo ano. Essa situação é possível de acontecer, pois a distribuidora precisa enviar para o plano decenal a previsão de carga por barramento no instante de maior carga bruta coincidente em toda sua área de concessão, e isso não necessariamente reflete o período mais crítico em cada subregião.

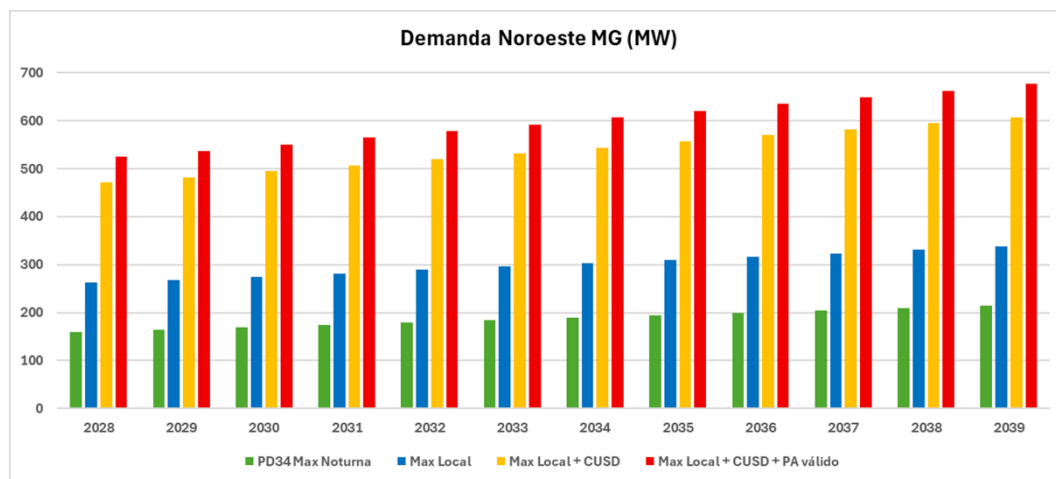


Figura 7-5 - Demanda reprimida da região Noroeste de MG

Mesmo com uma grande expansão planejada, foi verificado que a rede de distribuição da região Noroeste não suporta o crescimento projetado da demanda. Foram identificados colapsos de tensão já no início do horizonte analisado (2028) na região de Buritis e Unaí, além de sobrecargas no eixo 138 kV entre as subestações Paracatu 4 e Unaí 5.

Além disso, também foram observados impactos na rede básica, onde foi verificada a possibilidade de sobrecarga na transformação 345/138 kV da SE Pirapora 2 no período de ponta noturno, no sentido convencional de atendimento à carga, o que não era previsto em diagnósticos recentes do plano decenal. A Figura 7-6 apresenta o carregamento verificado nesta transformação.

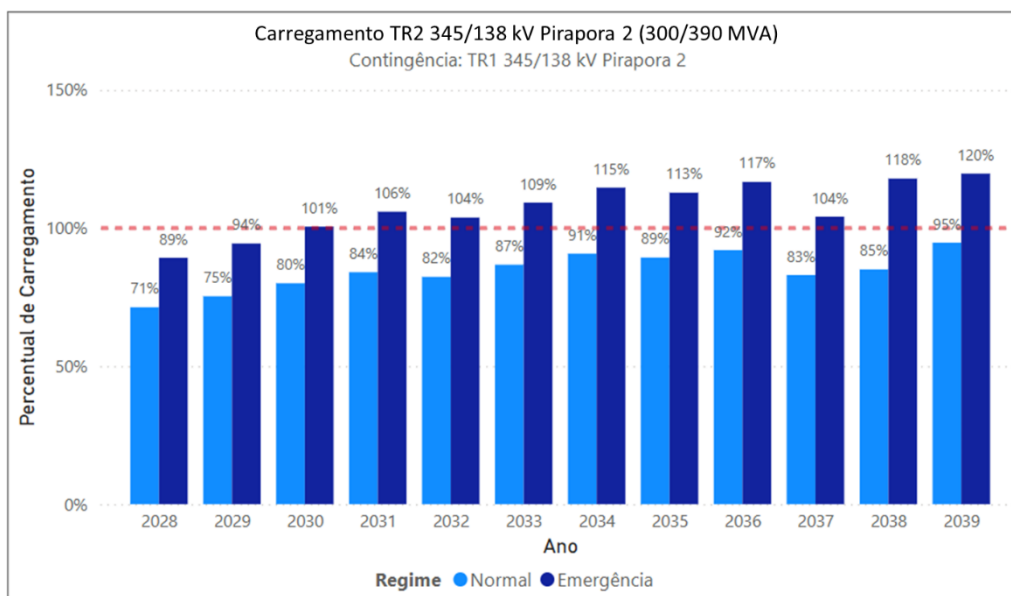


Figura 7-6 - Carregamento do transformador remanescente da SE 345/138 kV Pirapora 2 na contingência do banco paralelo (cenário de carga máxima noturna)

Por conta dos problemas mencionados acima, está programado para o segundo semestre de 2025 um estudo específico (R1) para diagnóstico e recomendação de soluções estruturais para o atendimento à região Noroeste de Minas de Gerais.

7.2 Área Central e Mantiqueira

Nos cenários diurnos com elevada exportação da região Nordeste do país, combinada à alta geração fotovoltaica em Minas Gerais, foram verificadas violações de carregamento em linhas de transmissão dessas regiões. Os gráficos a seguir apresentam o carregamento das linhas que apresentaram problema, indicando os percentuais de carregamento em condição normal de operação e na contingência que resultou no maior carregamento:

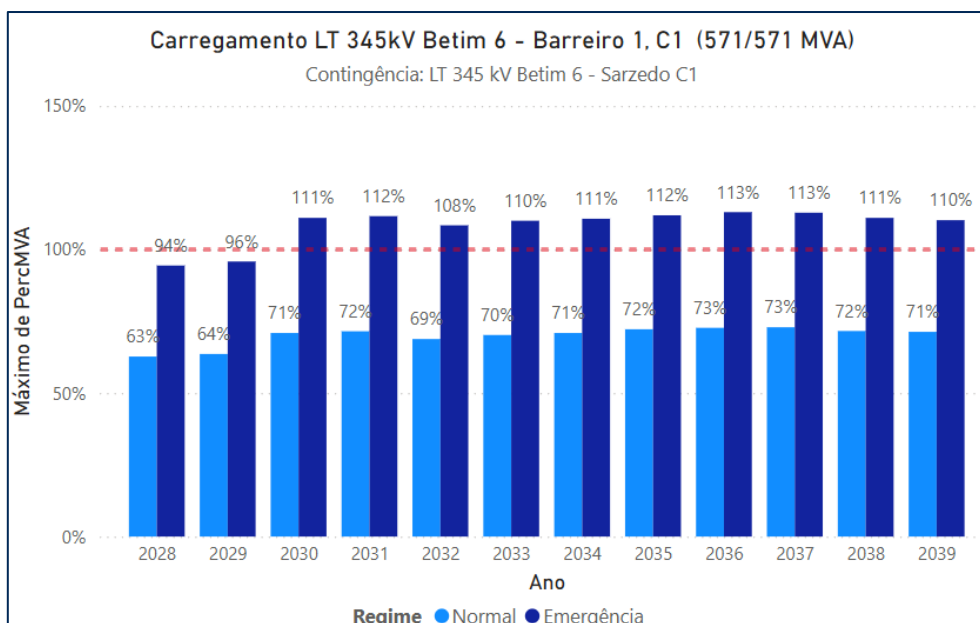


Figura 7-7 - Carregamento da LT 345 kV Betim 6 - Barreiro na contingência da LT 345 kV Betim 6 – Sarzedo

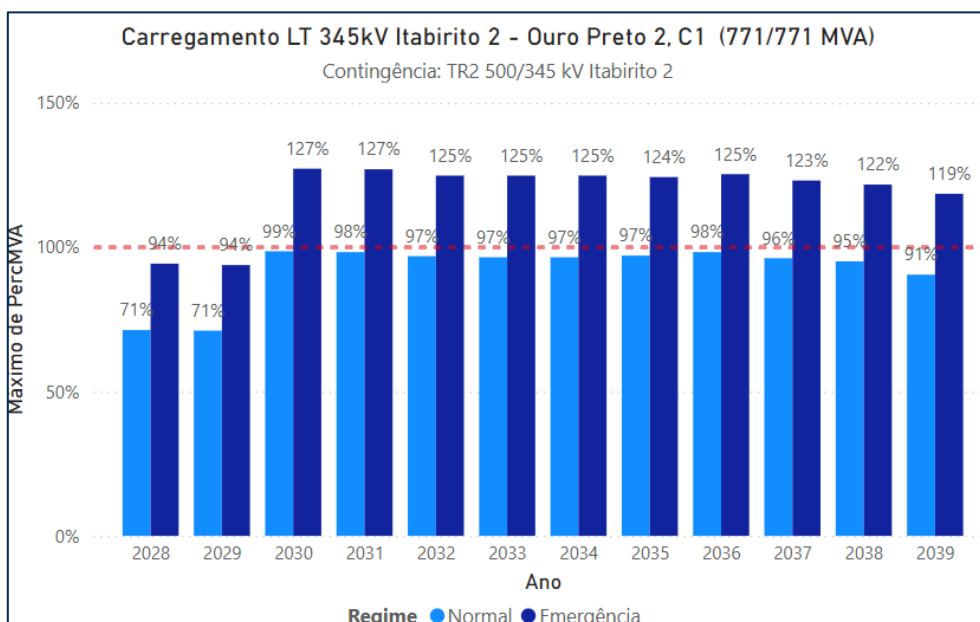


Figura 7-8 - Carregamento da LT 345 kV Itabirito 2- Ouro Preto 2 na contingência de um dos TRs 500/345 kV da SE Itabirito 2

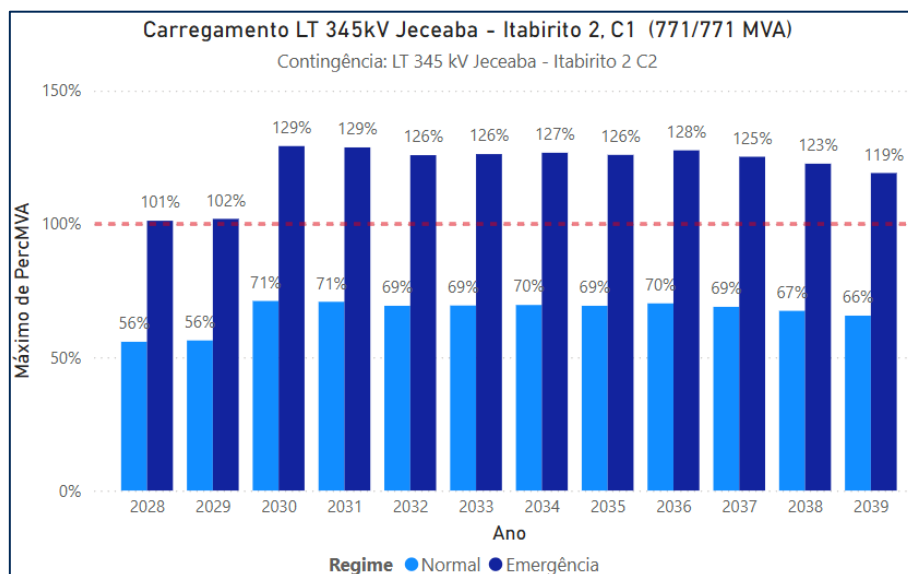


Figura 7-9 - Carregamento da LT 345 kV Jeceaba - Itabirito 2 C1 na contingência do C2

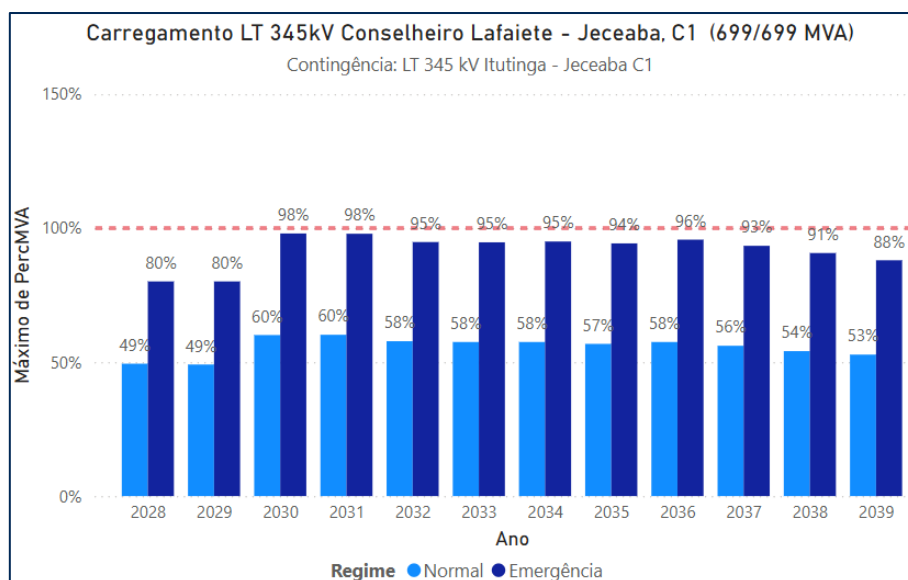


Figura 7-10 - Carregamento da LT 345 kV Conselheiro Lafaiete – Jeceaba na contingência da LT 345 kV Itutinga – Jeceaba

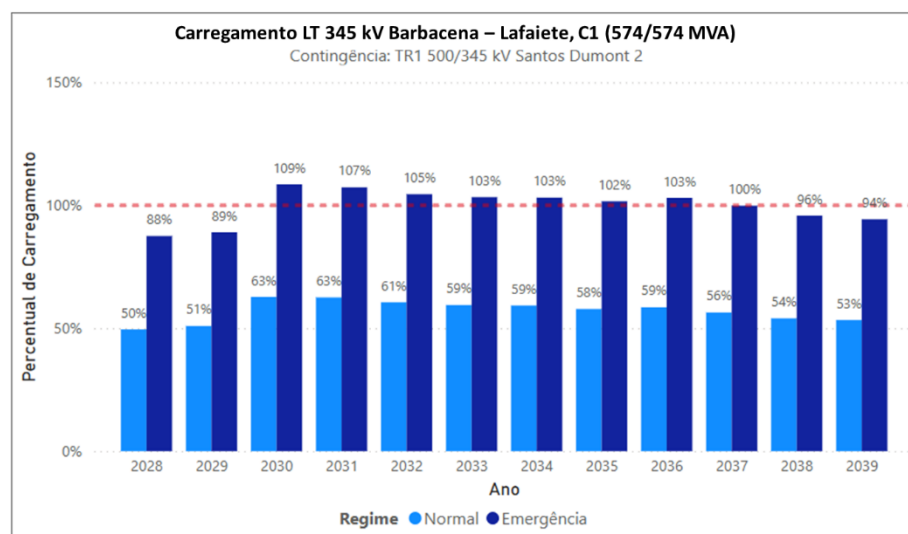


Figura 7-11 - Carregamento da LT 345 kV Barbacena – Conselheiro Lafaiete na contingência do TR 500/345 kV da SE Santos Dumont 2

Além dessas linhas, nesse mesmo cenário também foi verificado sobrecarga em condição normal de operação no TR 500/345 kV da Santos Dumont 2.

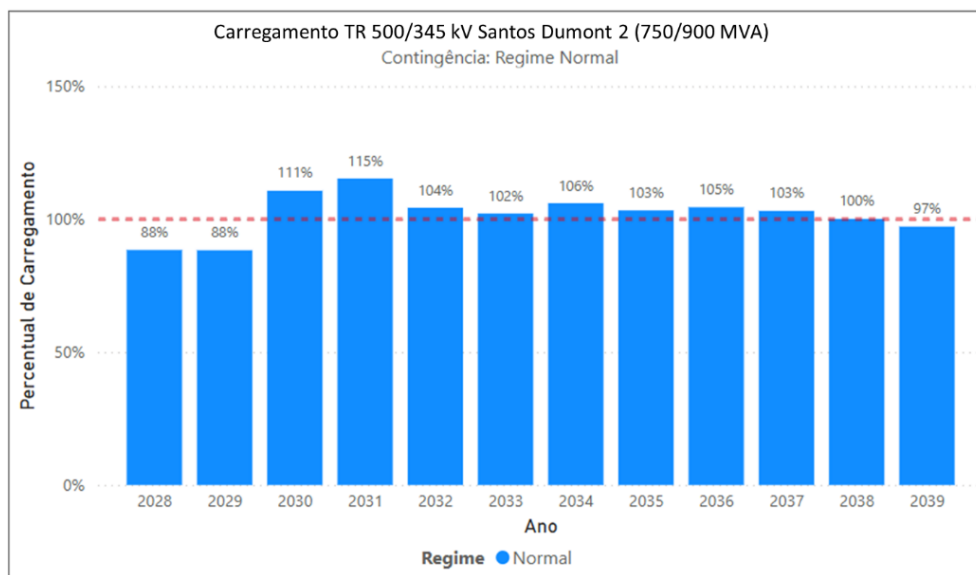


Figura 7-12 - Carregamento do TR 500/345 kV da SE Santos Dumont 2 em condição normal de operação

Esses problemas já haviam sido identificados no diagnóstico do PD33, e soluções estruturais estão sendo avaliadas por estudo em andamento na EPE. A parte 1 do estudo, que irá recomendar novas obras para região da Mantiqueira, tem publicação prevista para agosto de 2025. Já a parte 2, voltada à região Central, está prevista de ser concluída em março de 2026.

7.3 Área Sul

Nos cenários diurnos com elevada exportação da região Norte e Nordeste do país, combinada à alta geração fotovoltaica em Minas Gerais, foram verificadas violações de carregamento no eixo 345 kV que se conecta com o estado de São Paulo. Os gráficos a seguir apresentam o carregamento das linhas que apresentaram sobrecarga, indicando os percentuais de carregamento em condição normal de operação e na contingência que resultou no maior carregamento:

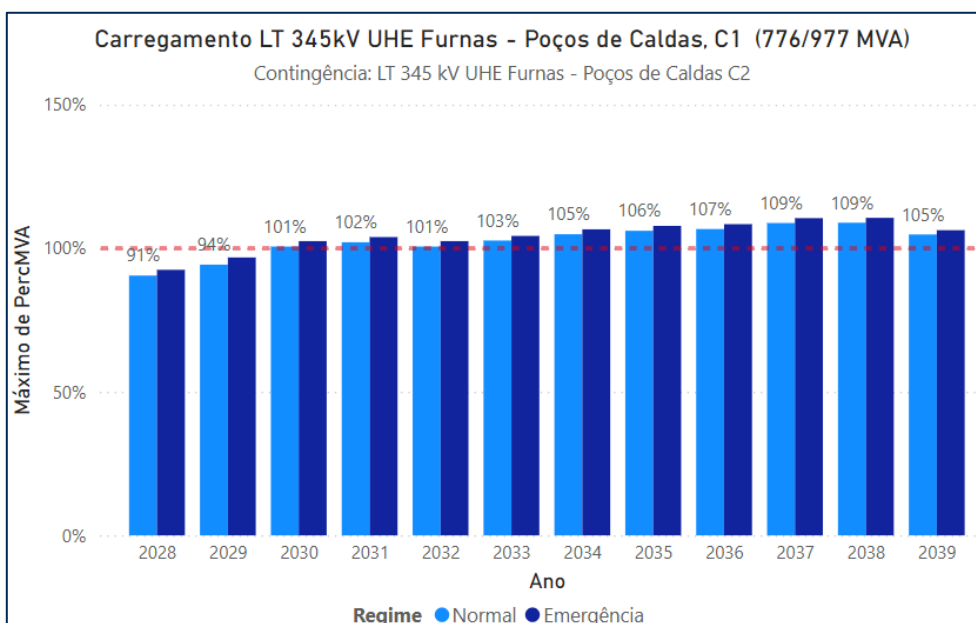


Figura 7-13 - Carregamento da LT 345 kV Furnas – Poços de Caldas C1 na contingência do C2

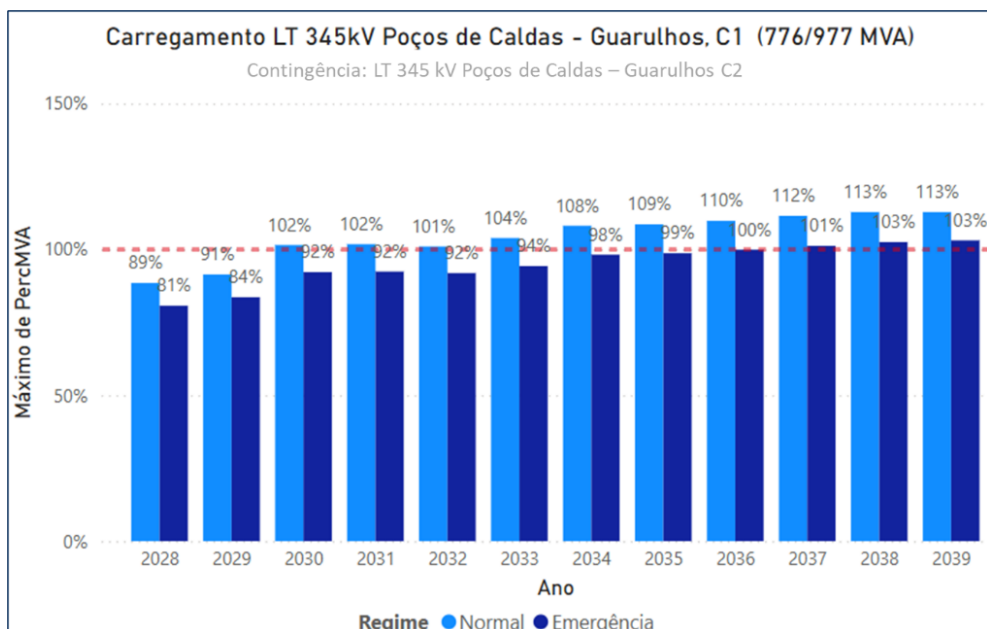


Figura 7-14 - Carregamento da LT 345 kV Poços de Caldas - Guarulhos C1 na contingência do C2

Esses problemas também já haviam sido identificados no diagnóstico do PD33, e soluções estruturais estão sendo avaliadas por estudo em andamento na EPE, coordenado pelo GET São Paulo. O relatório tem publicação prevista para agosto de 2025.

7.4 Área Leste

A região Leste de Minas Gerais é atendida por uma rede antiga em 230 kV, com diversas subestações que operam com arranjos não convencionais e fora dos padrões vigentes dos Procedimentos de Rede. Algumas dessa são subestações com transformações 230/13,8 kV, nas quais não é possível a operação das unidades transformadoras em paralelo, devido à baixa capacidade de curto-circuito dos respectivos barramentos secundários. Soma-se a essa limitação a ausência de individualização de proteção das unidades transformadoras, inclusive pelo lado de 230 kV. Por serem subestações antigas e, geralmente, localizadas em áreas urbanizadas, não há viabilidade para ampliações e reforços que lhes confirmem a capacidade e arranjo necessários para o atendimento pleno do critério N-1 de forma economicamente viável. Nesse ciclo do diagnóstico do PD34, destacam-se os desafios encontrados nas subestações Timóteo 1, Nova Era 2 e Conselheiro Pena

No caso da subestação Timóteo 1, ela é atendida atualmente por meio de um radial singelo de 3,1 km, derivado da SE Timóteo 2, com conexão em tape. Esse arranjo compromete a confiabilidade do suprimento, tornando a subestação dependente de transferências via alimentadores de 13,8 kV da distribuidora em situações de contingência. A subestação conta com dois transformadores 230/13,8 kV, os quais não possuem proteção individualizada no setor de 230 kV e está localizada em uma área urbanizada com restrição de espaço (6.000 m²), o que inviabiliza ampliações ou readequações físicas significativas. A Figura 7-15 mostra simplificada um esquemático da configuração atual da SE Timóteo 1.

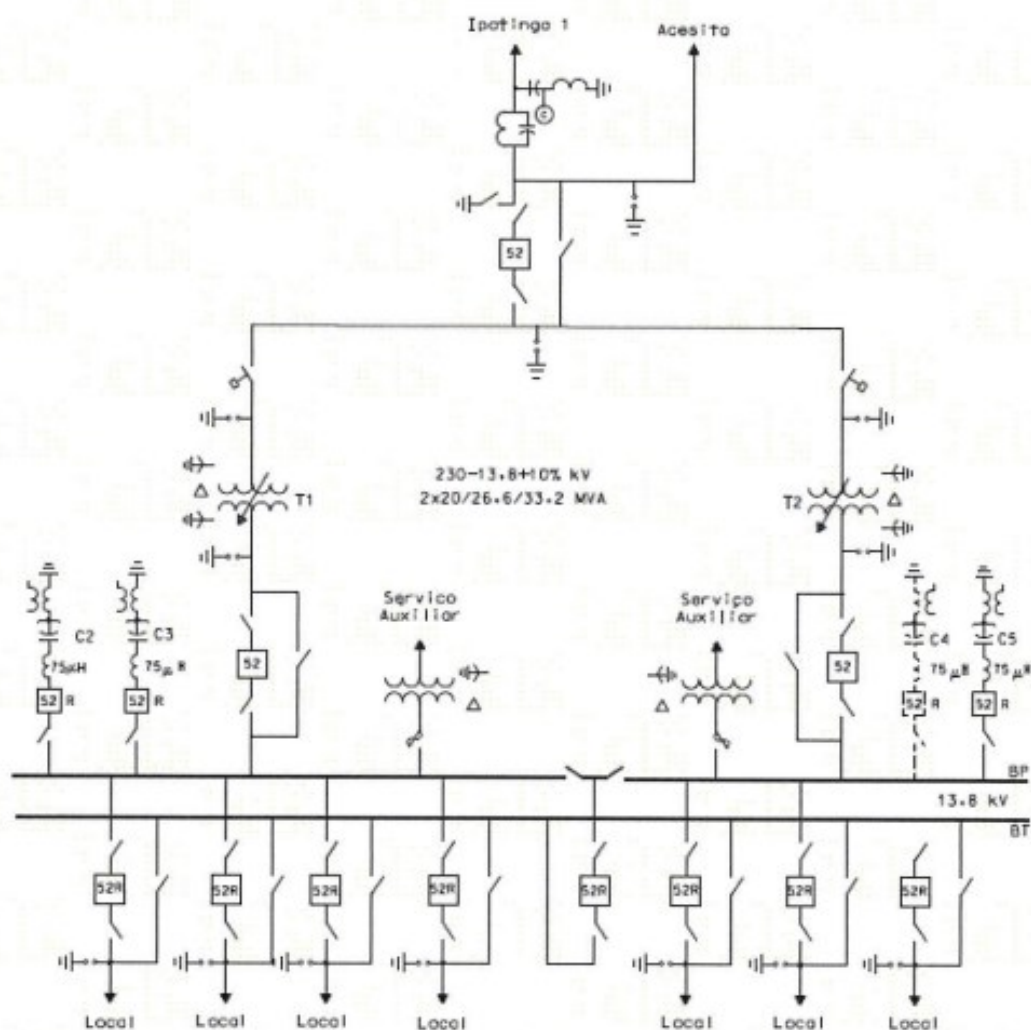


Figura 7-15 - Esquemático da SE 230/13,8 kV Timóteo

Percebe-se, portanto, que a subestação é dotada de 2 unidades transformadoras 230/13,8 kV que não operam com seu barramento secundário fechado por questões de níveis de curto-circuito, bem como não há individualização da proteção no lado de 230 kV. Além disso, a SE é atendida por um tape da LT 230 kV Ipatinga-Aperam (antiga Acesita). A figura a seguir mostra uma visão topo-elétrica da situação, percebendo-se a impossibilidade para ampliação da SE, pois, se localiza numa área de esquina muito pequena.

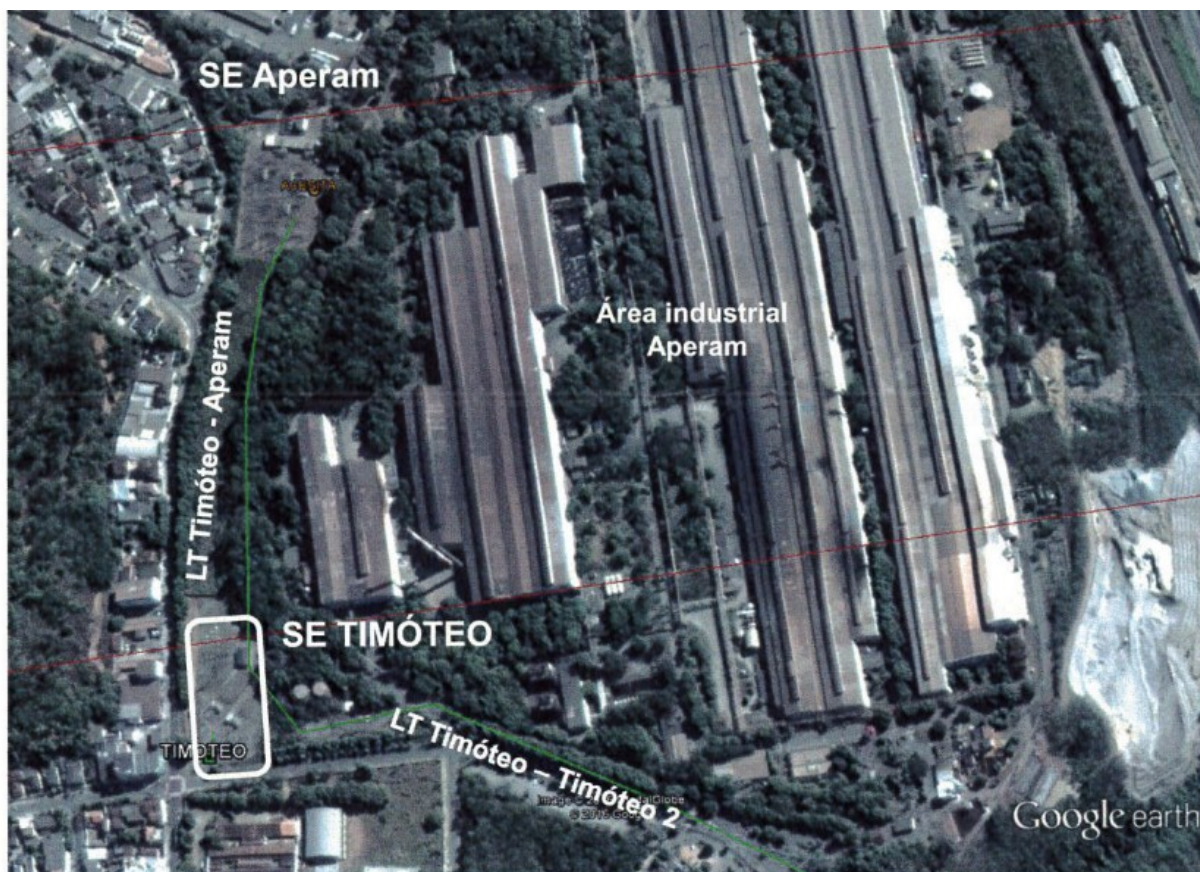


Figura 7-16 - Localização SE 230/13,8 kV Timóteo

Na citada Nota Técnica da EPE, foi anexada uma avaliação de atendimento às cargas da SE, elaborada pela Cemig-GT, em consonância com a Distribuidora local, a qual concluiu que o sistema existente e planejado da região de Timóteo mostrava-se adequado e com índices de continuidade elevados no sistema de transmissão, apesar do não atendimento ao critério N-1 nesta SE de fronteira.

Em reunião ocorrida em 11/07/2023, ONS e EPE entraram em consenso de que, a princípio, seria razoável levantar a discussão da manutenção da flexibilização quanto ao não atendimento pleno ao critério N-1, dado o elevado custo envolvido, quando comparado com o porte da carga sujeito à corte em função de contingência simples. A partir desse entendimento inicial, foi proposta uma reunião com a Cemig-GT e Cemig-D, realizada em 17/07/2023, com o objetivo de formalizar posteriormente a questão perante o Ministério de Minas e Energia (MME) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Nesta reunião foi colocado que, na época da elaboração da Nota Técnica da EPE, foi estimado um custo de cerca de R\$70 milhões para atendimento pleno ao critério N-1 na SE 230/13,8 kV Timóteo. Neste custo foi computado somente a construção de uma nova subestação Timóteo 3 com integração à SE Timóteo 2 via LT 230 kV e interligação de 7 saídas de linhas de 13,8 kV numa nova SE 230/13,8 kV Timóteo 3. Porém, este custo, além de defasado devido ao tempo decorrido, foi estimado de modo muito simplificado, considerando a existência na época de terreno bem localizado na cidade, o que pode não ser mais factível, além de não incluir os custos da distribuição e perdas. Desta forma, atualmente, uma nova SE de fronteira ficaria localizada mais fora do centro

Reforça o pedido de flexibilização do critério o fato da Cemig-D, nesta reunião, informar que possui um plano de contingência para remanejamento de parte das cargas supridas pela SE Timóteo, o que reduz o tempo do corte de carga numa eventual contingência da Rede Básica. A Figura 7-17 mostra um esquemático com as obras previstas para o sistema distribuidor local, destacando-se a implantação da nova SE 138/13,8 kV Coronel Fabriciano 2.



69

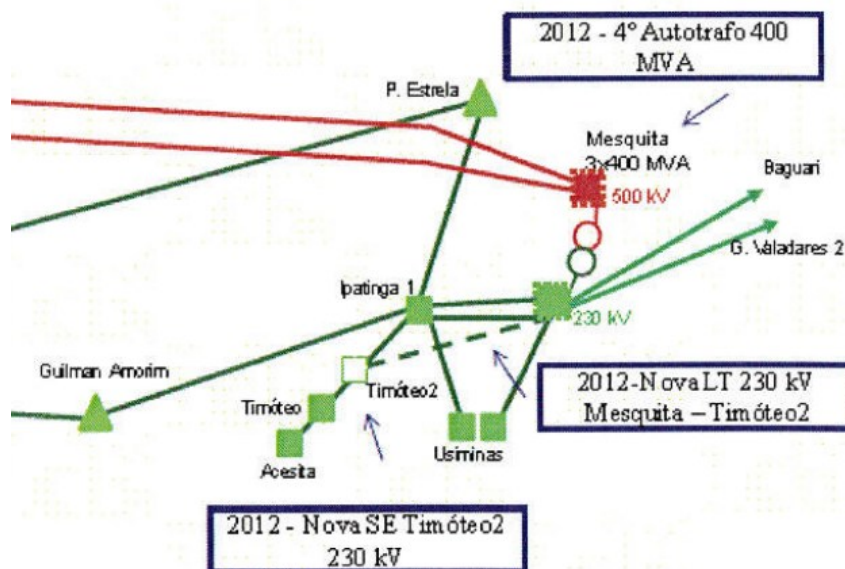


Figura 7-18 - Nova LT 230 kV Mesquita-Timóteo 2 e Nova SE 230/69 kV Timóteo 2

Na emissão da Nota Técnica, a previsão da implantação das obras, conforme indicado na figura, era 2012. No entanto, por diversos motivos as obras finalizaram somente este ano. Destaca-se ainda que a UHE Sá Carvalho está conectada a SE da Aperam (não mostrada essa conexão na figura). Desta forma, parte da carga pode ser atendida de forma ilhada, no período úmido, pela UHE Sá Carvalho.

Em função do exposto, Cemig-GT e Cemig-D reavaliaram o plano de contingência local, bem como os pontos levantados pelo planejamento e em 05/09/2023 ocorreu uma nova reunião entre as empresas, a fim de que fosse apresentado esse novo plano de contingência e discutidas as questões pertinentes e propostas de encaminhamento.

Nesta reunião, a Cemig D fez uma rápida apresentação mostrando o sistema de alta tensão existente e planejado, destacando as SEs que atendem à região – Timóteo 230/13,8 kV (2x33,2 MVA), Coronel Fabriciano 69/13,8 kV (3x12,5 MVA), Ipatinga 1 138/13,8 kV (2x25 MVA), Ipatinga 2 138/13,8 kV (2x25 MVA) e Coronel Fabriciano 2 138/13,8 kV (1x25 MVA – futura, prevista para 2025). Figura 7-19 ilustra o sistema distribuidor da região.



Figura 7-19 - Sistema de 13,8 kV da região de Timóteo e Coronel Fabriciano

A carga total da região é de cerca de 60 MW atualmente, com previsão de crescimento no horizonte 2030 para cerca de 75 MW. Atualmente o Sistema de Distribuição de Média Tensão possibilita o remanejamento e transferência de aproximadamente 60% (horário fora de ponta) e 50% (horário de ponta) da carga da SE Timóteo em caso de contingência da subestação. Parte das manobras de remanejamento de carga é realizada automaticamente, mas a maioria necessita de deslocamento de equipe para efetivação da abertura e fechamento de equipamentos no sistema. As manobras consideram o remanejamento de cargas para as subestações no entorno da SE Timóteo 1, sendo: SE Coronel Fabriciano, Ipatinga 1, Ipatinga 2 e Nova Era.

Foi informado também que a implantação da subestação Coronel Fabriciano 2 possibilitará uma pequena melhoria na flexibilidade operativa, mas ainda não será viável o remanejamento de 100% da carga da SE Timóteo.

Neste sentido, a Cemig-GT propôs um conjunto de obras visando aumentar a confiabilidade no atendimento à região de Timóteo. Esta proposta teve o intuito de minimizar os impactos da contingência simples na SE Timóteo, sem, contudo, incorrer em custos desproporcionais tanto para a Rede Básica quanto para a própria distribuidora. As obras seriam as seguintes, conforme mostrado no destaque da figura a seguir:

- Instalação de dois disjuntores de 230 kV, entre transformador e seccionador;
- Conversão da seção de transferência de 13,8 kV em seção de interligação entre as barras de 13,8 kV dos transformadores T1 e T2 de Timóteo;
- Instalação de uma nova seção de transferência de 13,8 kV.

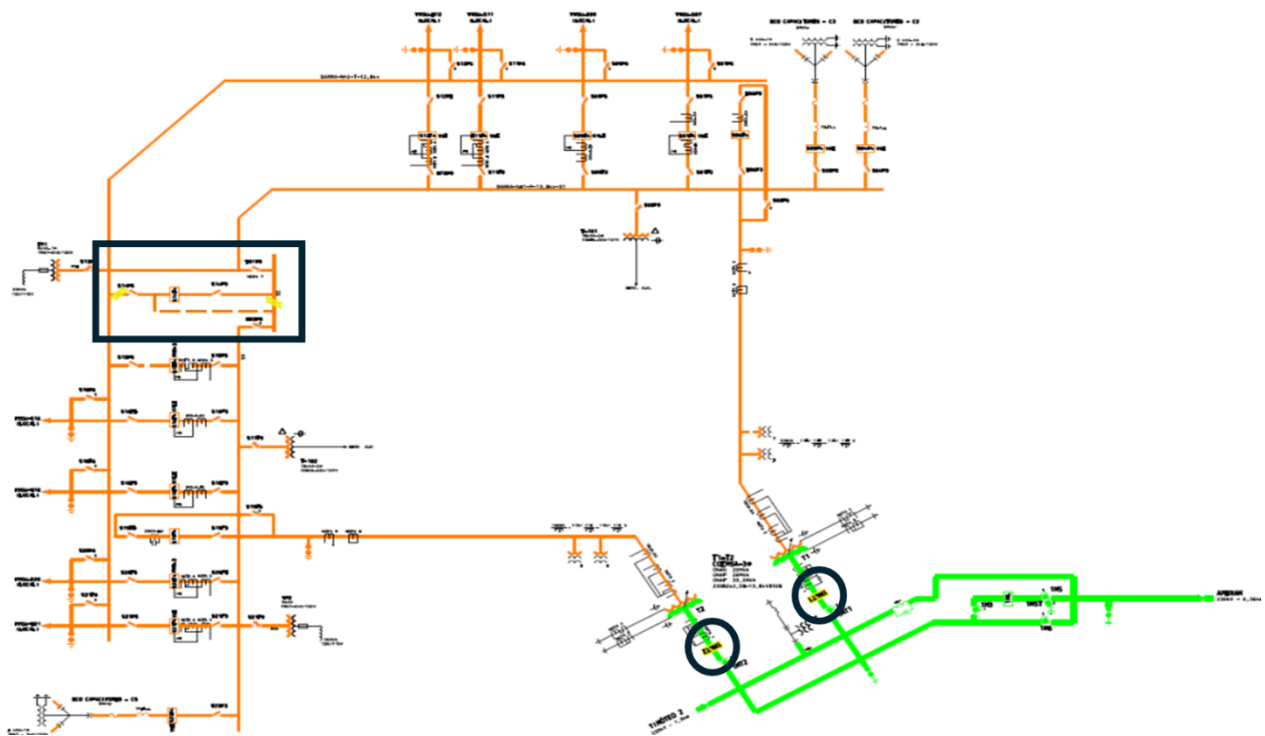


Figura 7-20 - Obras propostas pela CemigGT na SE 230/13,8 kV Timóteo

Com a implantação destas obras, seriam observadas as seguintes melhorias no atendimento a Timóteo:

- Em caso de falta em algum dos transformadores, apenas esse será desligado. Atualmente a proteção atua no único disjuntor da instalação resultando em perda completa das cargas;
- Após a falta, remotamente fecha-se o disjuntor de interligação de barras, recompondo a seção de barras do transformador em falta, recompondo as cargas até o limite do transformador remanescente. Atingindo o limite, o restante será recomposto via transferência entre as demais subestações de região, via alimentadores de 13,8 kV;

Como resultado tem-se mais confiabilidade de atendimento, uma vez que apenas parte das cargas serão desligadas em uma eventual falta, bem como o tempo de restabelecimento será bastante minimizado pois não dependerá de deslocamento de equipe, sendo este de até 60 minutos.

Ressalta-se também o fato de que essa situação remonta ao tempo em que o modelo do setor não requeria a obrigatoriedade de atendimento ao critério N-1 para SEs de 230/13,8 kV. Transformações com esses níveis de tensão ensejam uma função de Distribuição, apesar de, atualmente, o nível de 230 kV ser considerado de Rede Básica.

Outro ponto de atenção se trata da subestação Nova Era 2, situada entre as subestações Itabira 2 e Guilman Amorim, se trata de uma subestação de chaveamento com arranjo extremamente simplificado, implantada em 1991, e sem recursos de supervisão ou controle remoto. A instalação aparece de forma recorrente nos indicadores de teleassistência do ONS (SGTELEASST), refletindo sua criticidade operacional. Adicionalmente, a subestação enfrenta limitações de área e condições topográficas desfavoráveis, estando distribuída em três platôs de diferentes níveis. A figura a seguir mostra um esquemático da SE e seu entrono.

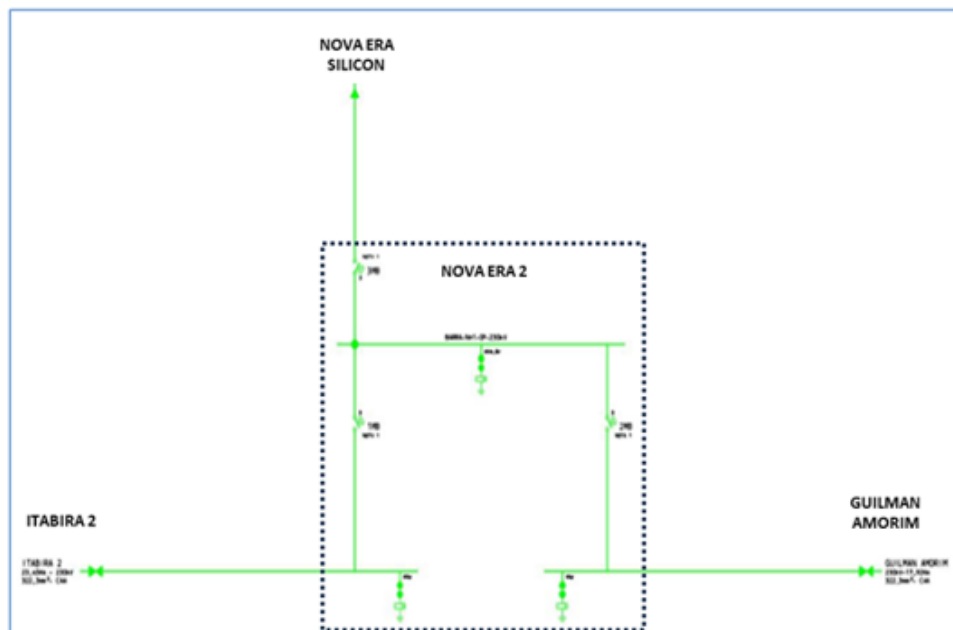


Figura 7-21 - Diagrama Unifilar SE Nova Era 2



Figura 7-22 - Entorno da SE Nova Era 2

A subestação Conselheiro Pena, localizada próxima à divisa com o estado do Espírito Santo, atende cargas locais por meio de transformações 230/69 kV e 230/13,8 kV. Em situações de contingência, a transferência de carga ocorre por meio de uma transformação adicional 69/13,8 kV. Diagnósticos recentes indicam riscos de sobrecarga do transformador 230/13,8 kV na contingência da transformação 230/69 kV. Além disso, análises da CEMIG-D apontam a possibilidade de ocorrência de subtensões na rede de 69 kV a partir de 2027, bem como sobrecarga da linha de distribuição 69 kV Conselheiro Pena – Resplendor em 2031. Adicionalmente, um dos transformadores 69/13,8 kV foi registrado como em final de vida útil no ciclo SGPMR de 2024. A Figura 7-23 mostra um esquemático simplificado da SE Conselheiro Pena.

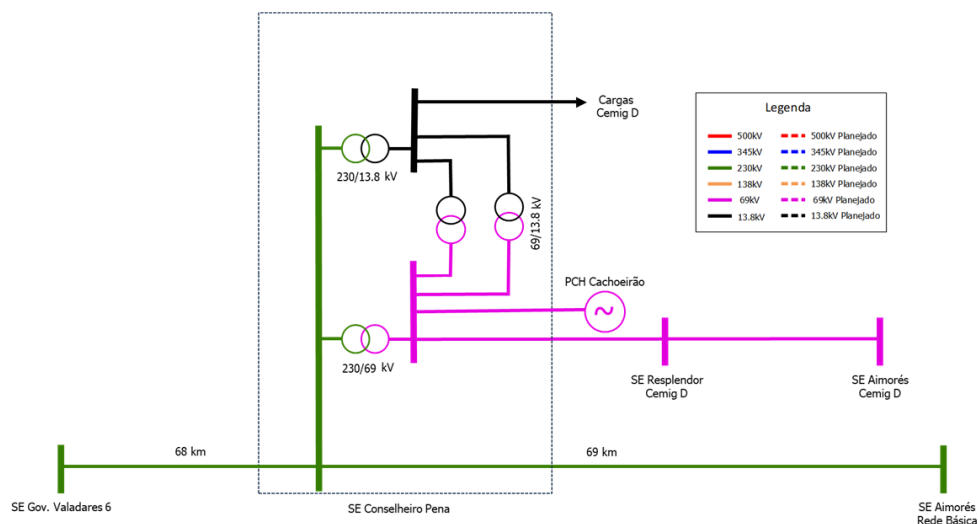


Figura 7-23 - Diagrama Unifilar SE Conselheiro Pena

Por conta dos desafios vivenciados no atendimento à região Leste de Minas Gerais, especialmente nas subestações destacadas, está programado para o 2º semestre de 2025, um estudo para avaliação das condições de atendimento às cargas e aos requisitos dos Procedimentos de Rede, das subestações Timóteo 1, Nova Era 2 e Conselheiro Pena.

7.5 Área Triângulo Mineiro

Nos cenários diurnos com elevada exportação da região Nordeste do país, combinada à alta geração fotovoltaica em Minas Gerais, foram verificadas violações marginais de carregamento em contingência na LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 e na LT 345 kV Jaguará – Luiz Carlos Barreto. Os gráficos a seguir apresentam o carregamento dessas linhas nesse cenário, indicando os percentuais de carregamento em condição normal de operação e na contingência que resultou no maior carregamento:

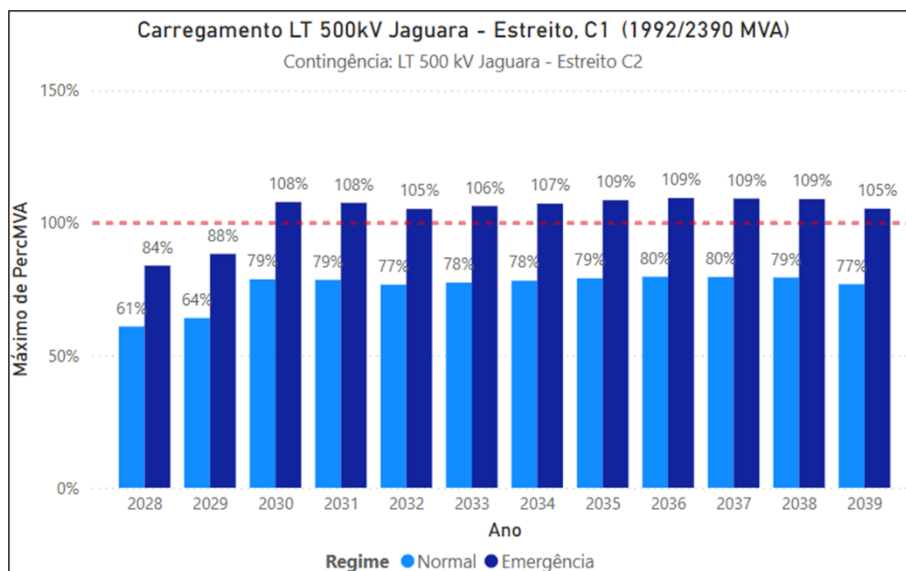


Figura 7-24 - Carregamento da LT 500 kV Jaguará – Estreito C1 na contingência do C2

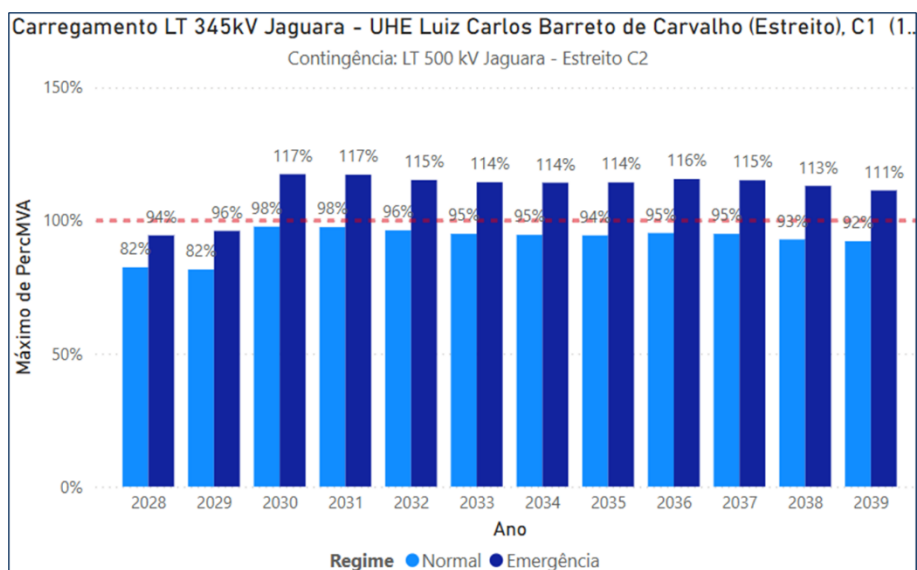


Figura 7-25 - Carregamento da LT 345 kV Jaguará – Luiz Carlos Barreto na contingência da LT 500 kV Jaguará – Estreito C2

Esses resultados serão compatibilizados com estudos em andamento da equipe de interligações da EPE e com o ONS, para embasar início de estudo em 2026 que recomende eventuais soluções estruturais para esses problemas.

8 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, “Base de dados de fluxo de potência - PDE 2034,” [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao>.
- [2] MME, *Portaria nº 215, de 11 de maio de 2020*.
- [3] EPE, *Portaria EPE/DEE nº 1, de 12 de janeiro de 2021*.