



Diagnóstico Regional PDE 2034

Volume V – GET São Paulo

São Paulo

SETEMBRO DE 2025

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Daniel José Tavares de Souza

Equipe Técnica

Arthur Soares da Cunha Reis

Clério Cesar Gomes Alencar Arrais

Fábio de Almeida Rocha

Jônatas Freitas Mascarenhas Freire

Jonathan Veiga Velasco Costa

Marco Antônio da Cunha Soveral

Paulo Fernando de Matos Araújo

Rodrigo Ribeiro Ferreira

Vanessa Stephan Lopes

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios



VALOR PÚBLICO

A EPE APRESENTA ANUALMENTE OS DIAGNÓSTICOS REGIONAIS DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA. ESTE DIAGNÓSTICO É APRESENTADO PARA O HORIZONTE 2028-2039, DE ACORDO COM AS PROJEÇÕES ESTABELECIDAS NO CICLO DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA (PDE).

COM ESTE RELATÓRIO, A EPE TRAZ TRANSPARÊNCIA E DIMINUI A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÕES SOBRE O PANORAMA E SOBRE POSSÍVEIS RESTRIÇÕES FUTURAS DA REDE, IDENTIFICANDO 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

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

	Contrato Data de assinatura	
Projeto Plano Decenal 2034		
Área de estudo Diagnóstico Regional da Rede de Transmissão		
Sub-área de estudo GET São Paulo		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-074-2025-rev0 Diagnóstico Regional PDE 2034 – Volume V – GET São Paulo São Paulo		
Revisões rev0	Data 21/09/2025	Descrição sucinta Emissão Original

SUMÁRIO

SUMÁRIO	3
1 INTRODUÇÃO	4
2 CONCLUSÕES	5
3 RECOMENDAÇÕES	7
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	10
4.1 Evolução da Expansão do Mercado	10
4.2 Evolução da Expansão da Geração	12
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão	13
5 CENÁRIOS ANALISADOS	14
5.1 Cenário 1: Carga Máxima Diurna Seco	15
5.2 Cenário 2: Carga Máxima Diurna Úmido	15
5.3 Cenário 2.1: Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas	15
5.4 Cenário 3: Carga Máxima Noturna Seco	15
5.5 Cenário 4: Carga Máxima Noturna Úmido	15
5.6 Cenário 4.1: Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas	15
5.7 Cenário 5: Carga Mínima Noturna Úmido	16
5.8 Cenário 6: Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição de Despacho em Itaipu	16
6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA SÃO PAULO	17
6.1 Violações de carregamento de fluxo	17
6.2 Violações de tensão na Rede Básica	66
7 ANEXOS	68
7.1 Anexo I - Empreendimentos Planejados	68
Expansão no Estado de São Paulo	68
8 Referências	70

■ Lista de Figuras

Figura 4-1- Sistema Elétrico do Estado de São Paulo	10
Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de São Paulo	11
Figura 4-3 - Mapa geoeletrico do estado de São Paulo	13
Figura 6-1 - Carregamento da Transformação 440/345 kV da SE Santo Ângelo	17
Figura 6-2 - Carregamento da Transformação 440/138 kV na SE Marechal Rondon.....	18
Figura 6-3 - Carregamento da Transformação 440/138 kV na SE Jupia	19
Figura 6-4 - Carregamento da Transformação 230/88 kV na SE Chavantes.....	20
Figura 6-5 - Carregamento da Transformação 765/500 kV na SE Tijuco Preto	21
Figura 6-6 - Carregamento da Transformação 500/138 kV na SE Itatiba	22
Figura 6-7 - Carregamento da Transformação 230/138 kV da SE Cerquilha.....	23
Figura 6-8 - Carregamento da Transformação 500/440 kV da SE Taubate	24
Figura 6-9 - Carregamento da Transformação 440/88 kV na SE Oeste	25
Figura 6-10 - Carregamento da Transformação 440/138 kV na SE Estancia	26
Figura 6-11 - Carregamento da Transformação 345/88 kV da SE Nordeste.	27
Figura 6-12 - Carregamento da Transformação 440/138 kV da SE Piracicaba	28
Figura 6-13 - Carregamento da Transformação 345/88 kV da SE Itapeti	29
Figura 6-14 - Carregamento da Transformação 345/88 kV da SE Botucatu.....	30
Figura 6-15 - Carregamento da Transformação 765/345 kV da SE Tijuco Preto.....	31
Figura 6-16 - Carregamento da Transformação 500/345 kV na SE Ibiuna.	32
Figura 6-17 - Carregamento da Transformação 440/345 kV na SE Embu-Guaçu.....	33
Figura 6-18 - Carregamento da Transformação 440/138 kV da SE Ribeirão Preto	34
Figura 6-19 - Carregamento da Transformação 230/88 kV da SE Assis.....	35
Figura 6-20 - Carregamento da Transformação 440/138 kV na SE Água Azul.....	36
Figura 6-21 - Carregamento da Transformação 440/138 kV na SE Araraquara	37
Figura 6-22 - Carregamento da Transformação 440/138 kV na SE Cabreúva	38
Figura 6-23 - Carregamento da LT 440 kV Taquaruçu – Assis, em regime normal e na contingência da LT 440 kV Assis – Capivara.	39
Figura 6-24 - Carregamento da LT 440 kV Taquaruçu – Capivara, em regime normal e na contingência da LT 440 kV Taquaruçu – Assis.	40
Figura 6-25 - Carregamento da LT 440 kV Assis – Capivara, em regime normal e na contingência da LT 440 kV Taquaruçu – Assis.	41
Figura 6-26 - Carregamento da LT 440 kV Assis – Andirá Leste em regime normal, e na pior contingência.....	42
Figura 6-27 - Carregamento da LT 500 kV Cachoeira Paulista – Lorena C1, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Tijuco Preto – Cachoeira Paulista C2.	43
Figura 6-28 - Carregamento da LT 500 kV Campinas – Itatiba C1, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Campinas – Itatiba C2.....	44
Figura 6-29 - Carregamento da LT 500 kV Itatiba – Ibiuna, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Itatiba – Bateias.....	45
Figura 6-30 - Carregamento da LT 230 kV Aparecida – Lorena C2, em regime normal e na contingência da LT 230 kV Aparecida – Lorena C1.	46
Figura 6-31 - Carregamento da LT 345 kV Itapeti – Santo Ângelo C1, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Itapeti – Santo Ângelo C2.....	47
Figura 6-32 - Carregamento da LT 525 kV Londrina – Assis C1, em regime normal e na contingência da LT 525 kV Londrina – Assis C2.	48
Figura 6-33 - Carregamento da LT 230 kV São José dos Campos – Taubaté C1, em regime normal e na contingência da LT 230 kV São José dos Campos – Taubaté C2.	49
Figura 6-34 - Carregamento da LT 345 kV Poços – Guarulhos em regime normal e na pior contingência.....	50
Figura 6-35 - Carregamento da LT 345 kV Poços – Furnas em regime normal e na pior contingência.	51

Figura 6-36 - Carregamento da LT 230 kV Taubaté – Aparecida em regime normal e na contingência da LT 230 kV Aparecida – GV do Brasil.	52
Figura 6-37 - Carregamento da LT 345 kV Campinas – Guarulhos em regime normal e na pior contingência.	53
Figura 6-38 - Carregamento da LT 138 kV Alta Paulista – P. Prudente (Derivação) em regime normal.	54
Figura 6-39 - Carregamento da LT 138 kV Borborema – Catanduva em regime normal e na contingência da LT 138 kV Catanduva – Itajobi (Derivação).....	55
Figura 6-40 - Carregamento da LT 138 kV Catanduva – Itajobi (Derivação) em regime normal e na contingência da LT 138 kV Borborema – Catanduva.	56
Figura 6-41 - Carregamento da LT 138 kV Mogi Mirim – Santo Antônio de Posse (Derivação 2) em regime normal e na contingência da LT 138 kV Mogi Mirim – Santo Antônio de Posse (Derivação 1).	57
Figura 6-42 - Carregamento da LT 138 kV São João da Boa Vista – Poços de Caldas C1 em regime normal e na contingência da LT 138 kV São João da Boa Vista – Poços de Caldas C2.	58
Figura 6-43 - Carregamento da LT 138 kV Mairiporã – Francisco Morato (1ª Derivação) em regime normal.	59
Figura 6-44 - Carregamento da LT 138 kV Barra Bonita – Estância C1, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Barra Bonita – Estância C2.	60
Figura 6-45 - Carregamento da LT Botucatu – Barra Bonita (Derivação) C1, em regime normal e na contingência da LT Botucatu – Barra Bonita C2.....	61
Figura 6-46 - Carregamento da LT 138 kV Água Azul – Mairiporã C1, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Água Azul – Mairiporã C2.....	62
Figura 6-47 - Carregamento da LT 138 kV Capão Bonito – Itapeva (Derivação) C1 em regime normal e na contingência da LT 138 kV Capão Bonito – Itapeva C2.	63
Figura 6-48 - Carregamento da LT 138 kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III C2, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III C1.....	64
Figura 6-49 - Carregamento da LT 138 kV Votuporanga – São José do Rio Preto (Derivação) C2, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Votuporanga – São José do Rio Preto C1.	65
Figura 6-50 - Violação do limite mínimo de tensão do barramento 440 kV na SE Salto.....	66
Figura 6-51 - Violação do limite mínimo de tensão do barramento 440 kV na SE Cabreúva.....	66
Figura 6-52 - Sobreensão no sistema de 345 kV no final do horizonte de estudo.....	67

■ Lista de Tabelas

Tabela 4-1 - Matriz elétrica do estado de São Paulo – Existente ano 2029	12
Tabela 4-2 - Matriz elétrica do estado de São Paulo – Expansão até 2039.....	12
Tabela 5-1 - Cenários de geração e patamares de carga analisados	14
Tabela 7-1 - Expansão da transmissão planejada para o estado de São Paulo	68

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 2029 – 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 geoeletrica, 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 o estado de São Paulo, no qual avaliou-se as condições de atendimento da rede existente e do sistema planejado. O diagnóstico identificou algumas restrições de carregamento, que serão tratadas ao longo da programação de atividades do GET.

Foram realizadas diversas simulações de fluxo de potência no sistema de transmissão do estado de São Paulo, onde alguns cenários de geração e carga foram observados. O diagnóstico traçado no horizonte do decenal 2029-2039 mostrou que, devido a robustez do sistema, as condições de atendimento são satisfatórias em todo o estado.

Algumas violações de carregamento nas transformações de fronteira e em linhas de transmissão foram detectadas e serão tratadas em estudos propostos para o GET São Paulo.

É importante destacar que as obras de reforços listadas no item expansão da transmissão, foram fundamentais para a atual robustez do sistema de transmissão do estado de São Paulo.

O mercado do estado de São Paulo apresentou um crescimento médio da ordem de 2% ao ano no período de 2029 a 2039, quando considerado os patamares de carga máxima diurna e pesada.

Em relação à geração de energia, o estado de São Paulo permanece com um grande potencial para as fontes solares e térmicas à biomassa. A inserção de geração distribuída ganha destaque no sistema de São Paulo, de modo que a carga líquida no patamar de carga máxima diurna volta a ter um valor médio menor que o valor da carga máxima diurna. A projeção indica cerca de 10 GW de potência instalada em micro e minigeração distribuída até o ano de 2039.

Foram identificadas 51 violações no período de 2029 e 2032, dentre as quais 7 já possuem solução indicativa e 25 fazem parte do escopo de estudos em andamento.

Os estudos em andamento abordam as violações nas seguintes transformações e linhas de transmissão: SE Santo Ângelo 440/345 kV, SE Marechal Rondon 440/138 kV, SE Chavantes 230/88 kV, SE Tijuco Preto 765/500 kV, SE Tijuco Preto 765/345 kV, SE Cerquilho 230/138 kV, SE Oeste 440/88 kV, SE Estância 440/138 kV, SE Botucatu 138/88 kV, SE Assis 230/88 kV, LT 230 kV Assis – Andirá Leste, LT 500 kV Cachoeira Paulista – Lorena, LT 500 kV Campinas – Itatiba C1, LT 500 kV Itatiba – Ibiúna, LT 345 kV Itapeti – Santo Ângelo C1 e C2, LT 525 kV Londrina – Assis C1, LT 345 kV Poços – Guarulhos C1 e C2, LT 345 kV Poços – Furnas C1 e C2, LT 345 kV Campinas – Guarulhos, LT 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente (Derivação) C1 e C2, LT 138 kV Mogi Mirim – Santo Antônio de Posse (Derivação 2), LT 138 kV São João da Boa Vista – Poços de Caldas C1 e C2, LT 138 kV Mairiporã – Francisco Morato (1ª Derivação), LT 138 kV Água Azul – Mairiporã C1 e C2 e LT 138 kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III.

As violações na transformação da SE Jupiá 440/138 kV e nas linhas de transmissão LT 440 kV Taquaruçu – Assis, LT 440 kV Taquaruçu – Capivara, LT 440 kV Assis – Capivara, LT 230 kV Aparecida – Lorena C1 e C2, LT 138 kV Borborema – Catanduva, LT 138 kV Catanduva – Itajobi (Derivação), LT

138 kV Barra Bonita – Estância C1 e C2 e LT 138 kV Botucatu – Barra Bonita (Derivação) C1 e C2, verificadas a partir de 2029, serão avaliadas e, se necessário, serão endereçadas a um novo estudo.

3 RECOMENDAÇÕES

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

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2034 para o GET São Paulo, bem como as ponderações efetuadas ao longo do capítulo 6, recomenda-se:

- 1) Avaliar o desempenho das transformações da SE 440/345 kV Santo Ângelo, SE 765/500 kV Tijuco Preto, SE 765/345 kV Tijuco Preto após a inclusão da SE Santana 500/345 kV a ser recomendada pelo Estudo de Atendimento à Região Central de São Paulo Parte 2.
- 2) Avaliar o desempenho das LT 345 kV Itapeti – Santo Ângelo, LT 345 kV Poços – Guarulhos, LT 345 kV Poços – Furnas, LT 345 kV Campinas – Guarulhos no âmbito do Estudo de Atendimento à Região Central de São Paulo Parte 2.
- 3) Avaliar o desempenho da transformação da SE 230/88 kV Chavantes, SE 230/138 kV Cerquilha, SE 138/88 kV Botucatu, SE 230/88 kV Assis no Estudo de Atendimento à Região do Sudoeste de São Paulo.
- 4) Avaliar o desempenho das linhas LT 230 kV Assis – Andirá Leste no Estudo de Atendimento à Região do Sudoeste de São Paulo.
- 5) Avaliar o desempenho da transformação da SE 440/138 kV Marechal Rondon no Estudo de Interligação Brasil – Bolívia.
- 6) Avaliar o desempenho da LT 500 kV Cachoeira Paulista – Lorena e LT 525 kV Londrina – Assis no Estudo de Interligações.
- 7) Avaliar o desempenho da transformação 440/88 kV da SE Oeste no âmbito do Estudo de Atendimento à Região de Sorocaba e Indaiatuba Parte 2.
- 8) Avaliar o desempenho da LT 500 kV Campinas – Itatiba, LT 500 kV Itatiba – Ibiúna no âmbito do Estudo de Atendimento à Região de Campinas Parte 2.
- 9) Avaliar o desempenho das LT 138 kV Mogi Mirim – Santo Antônio da Posse (Derivação), LT 138 kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III, LT 138 kV São João da Boa Vista – Poços de Caldas, LT 138 kV Água Azul – Mairiporã e LT 138 kV Mairiporã – Derivação Francisco Morato no âmbito do Estudo de Demais Instalações de Transmissão Parte 2.
- 10) Avaliar o desempenho da LT 138 kV Alta Paulista – P. Prudente (Derivação), no âmbito do Estudo de Demais Instalações de Transmissão Parte 3.

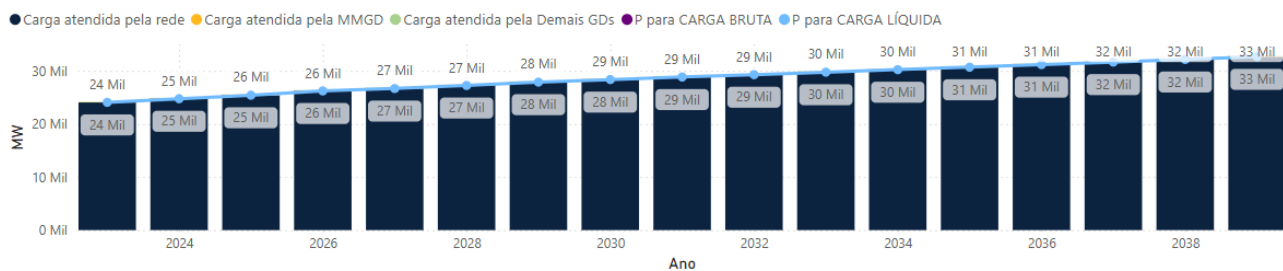
- 11) Avaliar e propor solução para a violação da transformação 440/138 kV da SE Jupiá, onde foram verificadas violações, já em 2029 no cenário 1 Carga Máxima Diurna Seco.
- 12) Avaliar e propor solução para a violação da transformação 440/138 kV da SE Estância, onde foram verificadas violações, já em 2033 nos cenários de restrição das usinas hidrelétricas.
- 13) Recomendar o 4º transformador 500/138 kV da SE Itatiba no âmbito da Revisão do Estudo de Atendimento de Campinas Parte 1.
- 14) Recomendar a substituição do banco transformador 500/440 kV da SE Taubaté de 900 MVA por um banco de 1200 MVA.
- 15) Revisar a solução indicativa do 4º transformador 345/88 kV da SE Nordeste a fim de encaminhar solução para violação em 2033 nos cenários de carga máxima noturna.
- 16) Revisar a solução indicativa do 3º transformador 440/138 kV da SE Piracicaba a fim de encaminhar solução para violação em 2034 nos cenários de carga máxima diurna.
- 17) Analisar o carregamento das LT 440 kV Taquaruçu – Assis, LT 440 kV Taquaruçu – Capivara e LT 440 kV Assis – Capivara que apontam sobrecarga em contingência a partir de 2029 em cenário de carga máxima diurna.
- 18) Analisar a condição do carregamento das LT 230 kV Aparecida – Lorena, LT 230 kV Taubaté – Aparecida que apontam sobrecarga em contingência a partir de 2033 em cenários de restrição das usinas hidrelétricas.
- 19) Analisar o carregamento das LT 138 kV Borborema – Catanduva, LT 138 kV Catanduva – Itajobi (Derivação) que apontam sobrecarga em contingência a partir de 2029 em cenários de restrição das usinas hidrelétricas.
- 20) Analisar o carregamento das LT 138 kV Barra Bonita – Estância, LT 138 kV Botucatu – Barra Bonita (Derivação) que apontam sobrecarga em contingência a partir de 2033.
- 21) Acompanhar a evolução do mercado, com atenção especial aos consumidores do tipo “*Data Center*” e dos parques geradores locais, incluindo a mini e microgeração distribuída, visando avaliar o desempenho do sistema e sua capacidade de escoamento de energia para, eventualmente, adequar a priorização de estudos de expansão da transmissão ou a inclusão de estudos para solucionar problemas não identificados neste diagnóstico de rede;
- 22) Acompanhar, durante as futuras avaliações, o desempenho das transformações (SE 345/88 kV Itapeti, SE 500/345 kV Ibiúna, SE 440/345 kV Embu-Guaçu, SE 440/138 kV Ribeirão Preto, SE 440/138 kV Água Azul, SE 440/138 kV Araraquara, SE 440/138 kV Cabreúva) e das linhas:

de transmissão (LT 230 kV São José dos Campos – Taubaté, LT 138 kV Capão Bonito – Itapeva e LT 138 kV SE Votuporanga – S. J. Rio Preto) que apontaram sobrecargas a partir de 2035 nesse diagnóstico.

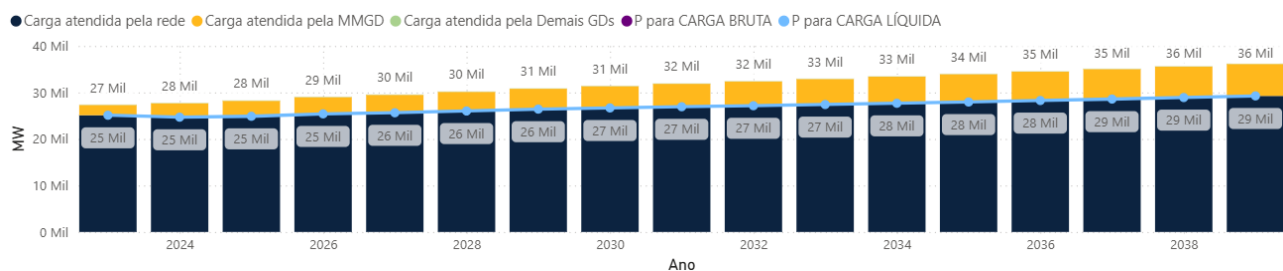
Adicionalmente, recomendam-se as seguintes ações:

- Acompanhar, junto à equipe de planejamento das interligações regionais da EPE, o estudo relacionado ao Bipolo Nordeste 2, garantindo que sejam observados, na solução proposta, os problemas e benefícios da rede 500 e 345 kV que engloba a região Sudeste.
- Adicionalmente, ressalta-se que todas essas avaliações citadas deverão estar harmonizadas com as informações do SGPMR 2025;
- Acompanhar, nos próximos ciclos do PDE, o carregamento de transformações de fronteira das subestações nas quais foram observadas sobrecargas apenas no final do horizonte de planejamento, e que não estão cobertas nas regiões candidatas a estudos futuros mencionadas anteriormente.

Patamar Máxima Noturna



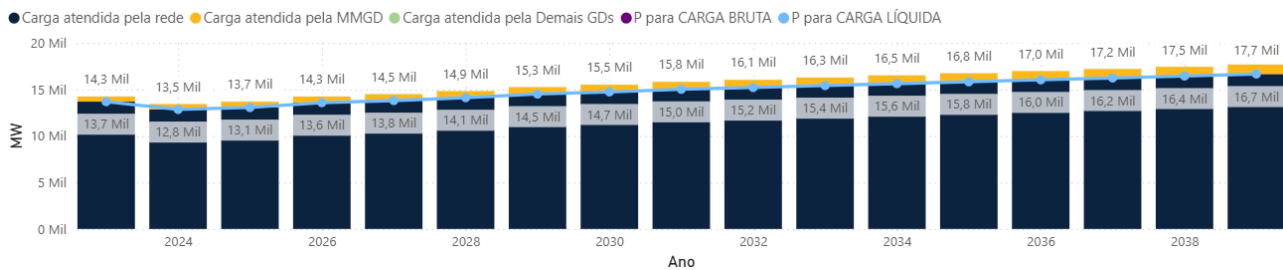
Patamar Máxima Diurna



Patamar Mínima Noturna



Patamar Mínima Diurna



Potência Instalada MMGD

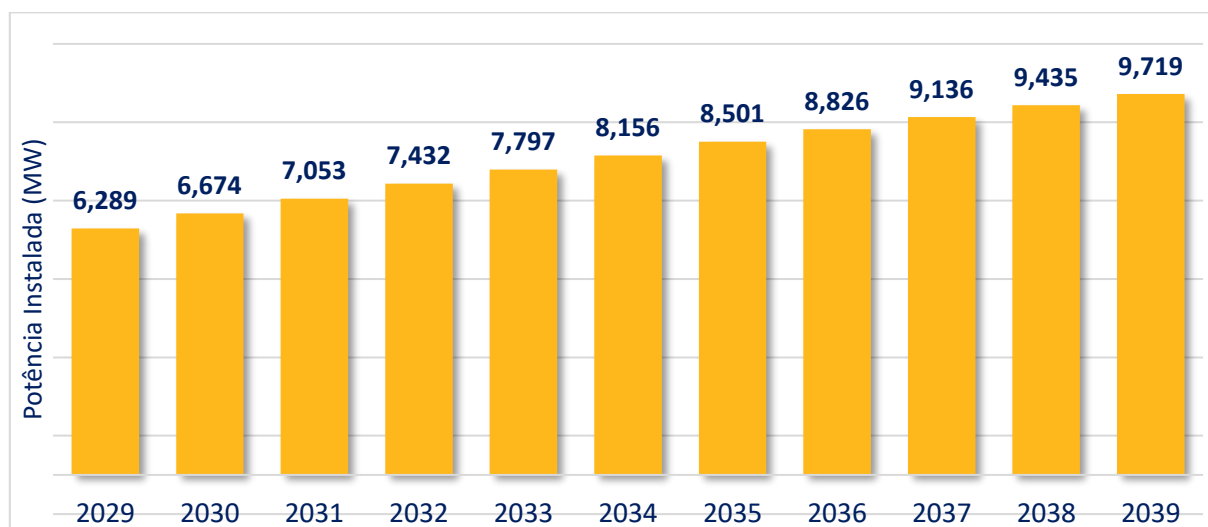


Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de São Paulo

4.2 Evolução da Expansão da Geração

A Tabela 4-1 e a Tabela 4-2 a seguir mostram os valores referentes à capacidade instalada prevista para os anos de 2029 e 2039, respectivamente, referentes a usinas já contratadas nos estados de São Paulo.

Destaca-se uma participação crescente de usinas fotovoltaicas de médio/grande porte no estado de São Paulo, já representando mais que 4% do total da potência instalada. A geração térmica à biomassa continua como uma fonte relevante no estado, representando cerca de 16% da potência instalada. As usinas hidroelétricas, com cerca de 70% do total da potência instalada continuam sendo as principais fontes de energia do estado.

Tabela 4-1 - Matriz elétrica do estado de São Paulo – Existente ano 2029

Fonte	Total (MW)	Total (%)
UHE	18.630	70,2%
UTE	5.820	21,9%
UFV	1.077	4,1%
PCH	947	3,5%
CGH	73	0,3%
EOL	0,02	0,0%
TOTAL	26.547	100%

Tabela 4-2 - Matriz elétrica do estado de São Paulo – Expansão até 2039

Fonte	Total (MW)	Total (%)
UHE	19.289	72,3%
UTE	5.820	21,8%
UFV	1.186	4,4%
PCH	308	1,2%
CGH	73	0,3%
EOL	0,02	0,0%
TOTAL	26.676	100%

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

A Figura 4-3 a seguir apresenta a configuração da rede existente e planejada nas áreas geoeletricas em análise.

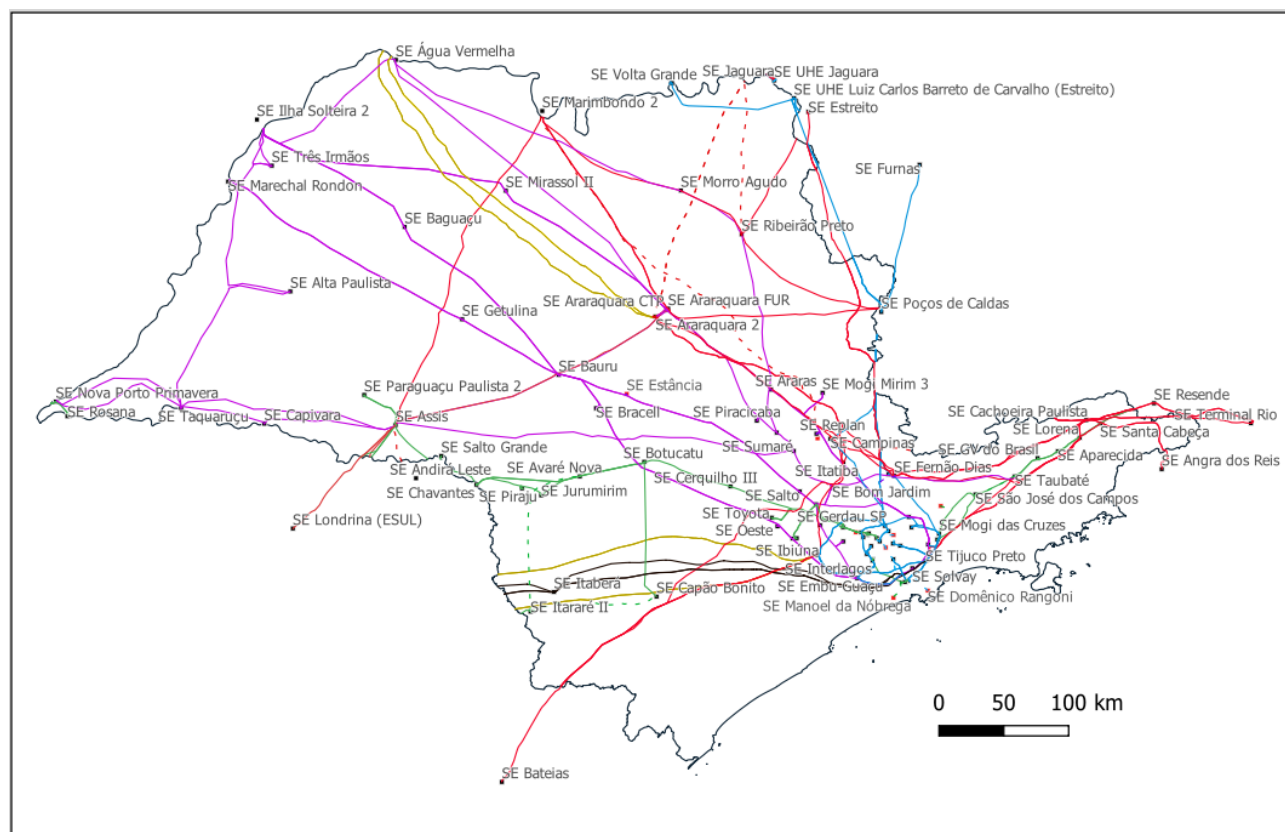


Figura 4-3 - Mapa geotérmico do estado de São Paulo

5 CENÁRIOS ANALISADOS

Para a realização do diagnóstico do estado de São Paulo, a partir dos casos de referência do PDE 2034, foram avaliados 8 cenários de atendimento, para os quais alterações no despacho das usinas foram implementados para obter condições mais críticas de desempenho da rede.

O sistema elétrico de São Paulo possui uma topologia bastante malhada e é influenciado por fatores como o despacho de Itaipu, a geração hidráulica das bacias dos Rios Pardo, Doce e Tietê e pelo intercâmbio com o sistema da região Sul.

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

Tabela 5-1 - Cenários de geração e patamares de carga analisados

São Paulo
Cenário 1: Carga Máxima Diurna Seco
Cenário 2: Carga Máxima Diurna Úmido
Cenário 2.1: Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas
Cenário 3: Carga Máxima Noturna Seco
Cenário 4: Carga Máxima Noturna Úmido
Cenário 4.1: Carga Mínima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas
Cenário 5: Carga Mínima Noturna Úmido
Cenário 6: Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição de Despacho em Itaipu

5.1 Cenário 1: Carga Máxima Diurna Seco

Este cenário representa o período de safra da Cana de açúcar, onde as usinas à biomassa entregam o máximo de sua capacidade ao sistema. Neste cenário as usinas fotovoltaicas foram despachadas com 90% da capacidade e as hidráulicas operavam com 70% de sua capacidade. Este caso foi utilizado para verificação de violações de tensão e fluxo no estado. Este cenário é típico do período seco na Região Norte no segundo semestre do ano.

5.2 Cenário 2: Carga Máxima Diurna Úmido

Este cenário apresenta uma condição mais severa para o atendimento da carga do sistema, uma vez que o período é coincidente com a entressafra da cana de açúcar no estado e por isso as Usinas a Biomassa do estado não são despachadas. O despacho nesse cenário considera a operação de usinas fotovoltaicas com 90% da capacidade e as hidráulicas com 90% de sua capacidade. Este caso foi utilizado para verificação de violações de tensão e fluxo no estado. Este cenário é típico do período úmido na Região Norte no primeiro semestre do ano.

5.3 Cenário 2.1: Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas

Este cenário é uma variação do cenário 2, em que as Usinas dos Rios Pardo e Tietê têm disponibilidade para gerar apenas 20% de sua capacidade instalada. Este cenário mais crítico é utilizado para a verificação de violações de tensão, mas principalmente violações de fluxo uma vez que a baixa geração nessas bacias aumenta o fluxo de interligação nas linhas do estado.

5.4 Cenário 3: Carga Máxima Noturna Seco

Este cenário representa o período de safra da Cana de açúcar, onde as usinas à biomassa entregam o máximo de sua capacidade ao sistema. Neste cenário o despacho considera as usinas hidráulicas em 70% de sua capacidade e as usinas térmicas com despacho crescente até o final do horizonte. Este caso foi utilizado para verificação de violações de tensão e fluxo no estado. Este cenário é típico do período seco na Região Norte no segundo semestre do ano.

5.5 Cenário 4: Carga Máxima Noturna Úmido

Este cenário apresenta uma condição mais severa para o atendimento da carga do sistema, uma vez que o período é coincidente com a entressafra da cana de açúcar no estado e por isso as Usinas a Biomassa do estado não são despachadas. O despacho nesse cenário considera a operação de usinas hidráulicas com 90% de sua capacidade e as usinas térmicas com despacho crescente até o final do horizonte. Este caso foi utilizado para verificação de violações de tensão e fluxo no estado. Este cenário é típico do período úmido na Região Norte no primeiro semestre do ano.

5.6 Cenário 4.1: Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas

Este cenário é uma variação do cenário 4 em que as Usinas dos Rios Pardo e Tietê têm disponibilidade para gerar apenas 20% de sua capacidade instalada. Este cenário mais crítico é utilizado para a verificação de violações de tensão, mas principalmente violações de fluxo uma vez que a baixa geração nessas bacias aumenta o fluxo de interligação nas linhas do estado.

5.7 Cenário 5: Carga Mínima Noturna Úmido

Este cenário busca representar a operação do sistema durante à noite aos de finais de semana. O despacho considera PCHs em 37% da capacidade, usinas térmicas no limite mínimo e usinas hidráulicas com despacho crescente até 33% da capacidade no final do horizonte.

5.8 Cenário 6: Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição de Despacho em Itaipu

Este cenário é uma variação do cenário 2, em que a Usina Hidrelétrica de Itaipu tem sua disponibilidade de geração restrita a 3500 MW. Este cenário mais crítico é utilizado para a verificação de violações de tensão, mas principalmente violações de fluxo uma vez que a baixa geração nessa usina tem grande influência sobre o fluxo de interligação nas linhas do estado.

6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA SÃO PAULO

O capítulo apresenta, em ordem cronológica de ocorrência das violações, os gráficos de evolução dos carregamentos máximos em elementos do sistema de transmissão do sistema interligado do estado de São Paulo que apresentaram sobrecargas em regime normal e nas perdas de linhas de transmissão e transformadores.

6.1 Violações de carregamento de fluxo

SE Santo Ângelo 440/345 kV

A subestação Santo Ângelo possui 2 transformadores 440/345 kV, que apresentam sobrecarga a partir de 2029. Essa transformação tem solução em análise no Estudo de Atendimento à Região Central de São Paulo Parte 2.

A Figura 6-1 apresenta a sobrecarga dos transformadores 440/345 kV da subestação Santo Ângelo em condição de emergência no cenário 6 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição de Despacho em Itaipu.

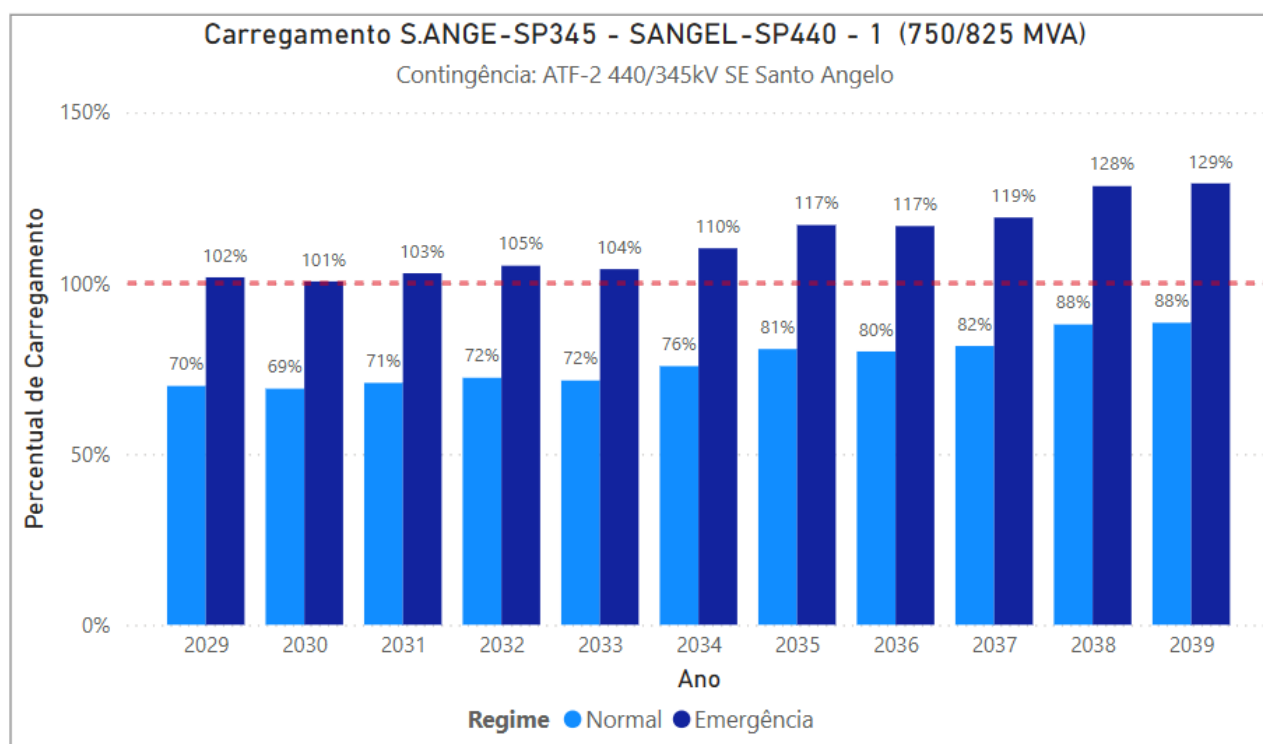


Figura 6-1 - Carregamento da Transformação 440/345 kV da SE Santo Ângelo

SE Marechal Rondon 440/138 kV

A subestação Marechal Rondon possui 2 transformadores 440/138kV, que apresentam sobrecarga em regime normal e em contingência da transformação 440/138kV na SE Jupia a partir de 2029 no cenário 1 Carga Máxima Diurna Seco, conforme Figura 6-2. Essa violação está em análise no Estudo de Interligação Brasil – Bolívia.

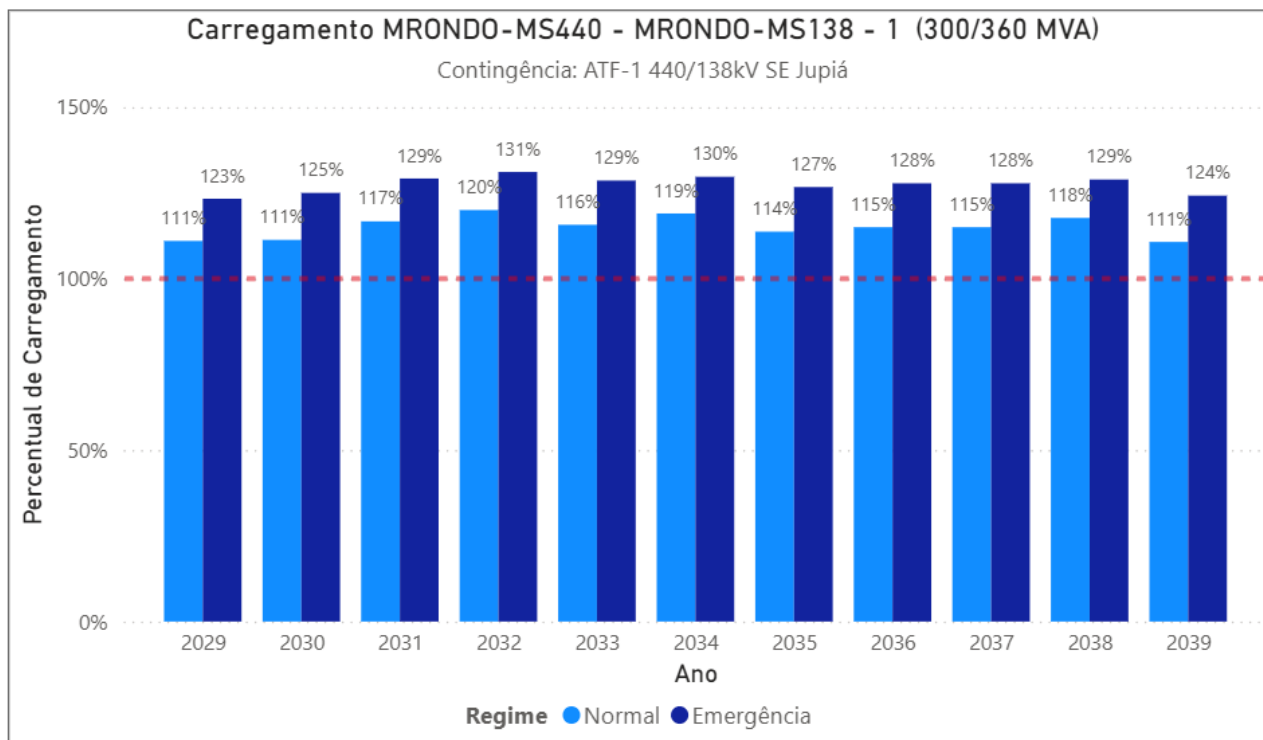


Figura 6-2 - Carregamento da Transformação 440/138 kV na SE Marechal Rondon

SE SE Jupiá 440/138 kV

A subestação Jupiá possui 1 transformador 440/138 kV, que apresenta sobrecarga em regime normal de operação a partir de 2029 no cenário 1 Carga Máxima Diurna Seco, conforme Figura 6-3. Essa violação será objeto de análise em estudo futuro.

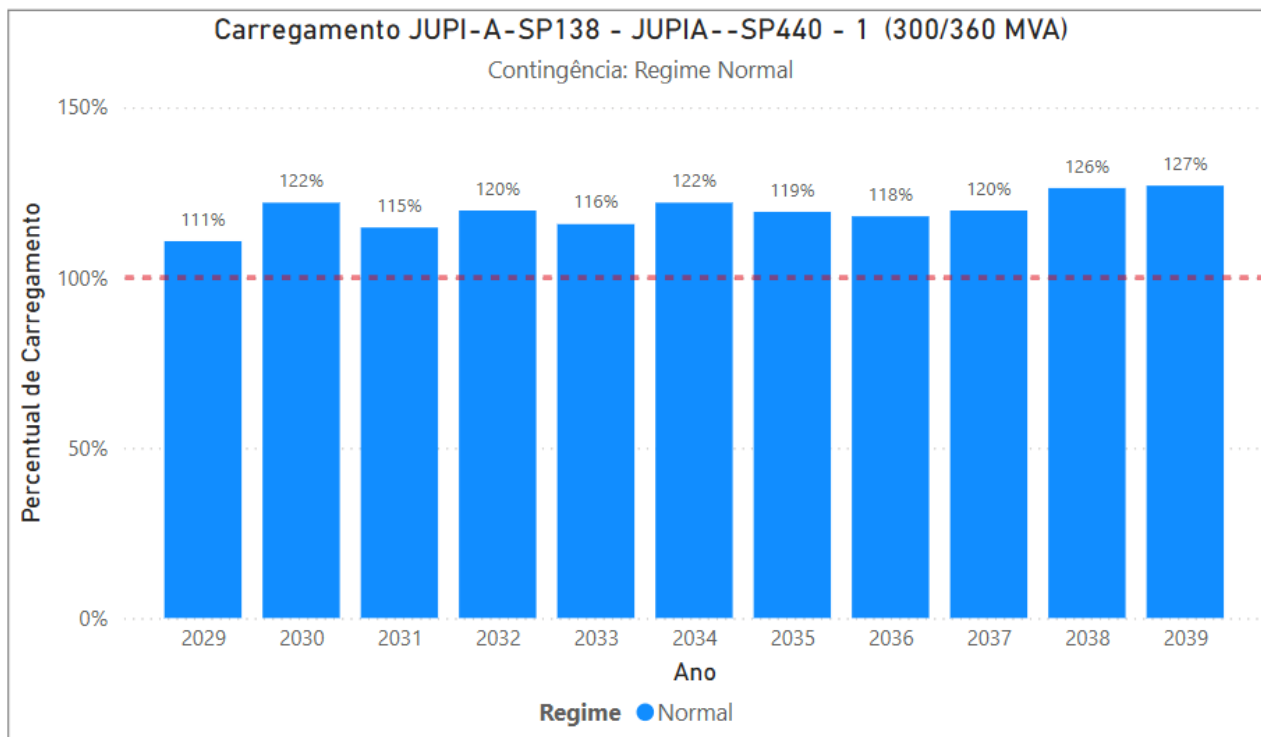


Figura 6-3 - Carregamento da Transformação 440/138 kV na SE Jupiá

SE Chavantes 230/88 kV

A subestação de Chavantes apresenta sobrecarga na transformação 230/88 kV de capacidade de 40 MVA, sem capacidade adicional de emergência. A Figura 6-4 apresenta a projeção de carregamento da transformação 230/88 kV da SE Chavantes no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência de um transformador provoca sobrecargas inadmissíveis a partir de 2029. Essa violação está em análise no Estudo de Atendimento à Região Sudoeste de São Paulo.

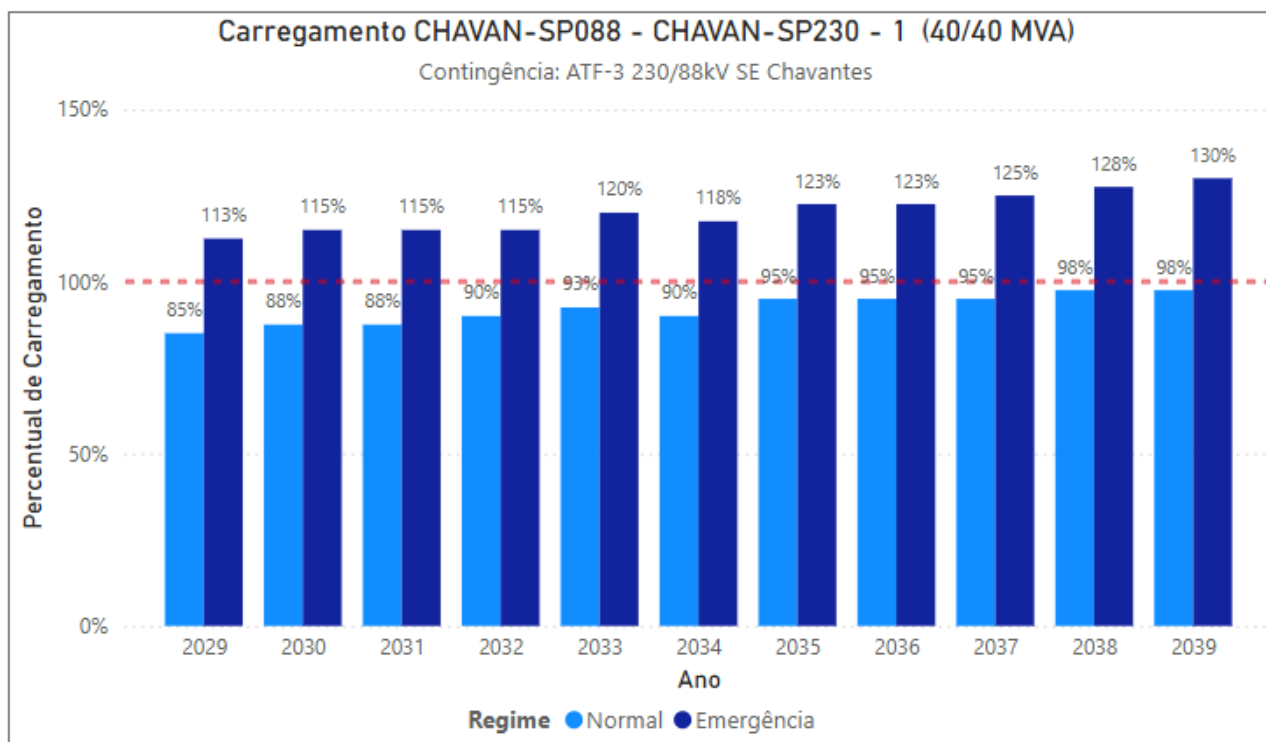


Figura 6-4 - Carregamento da Transformação 230/88 kV na SE Chavantes

SE Tijuco Preto 765/500 kV

A subestação Tijuco Preto apresentou sobrecargas na transformação 765/500 kV. A Figura 6-5 apresenta o carregamento da transformação 765/500 kV da SE Tijuco Preto no cenário 4.1 Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2030. Essa violação tem solução análise no Estudo de Atendimento à região central de São Paulo Parte 2.

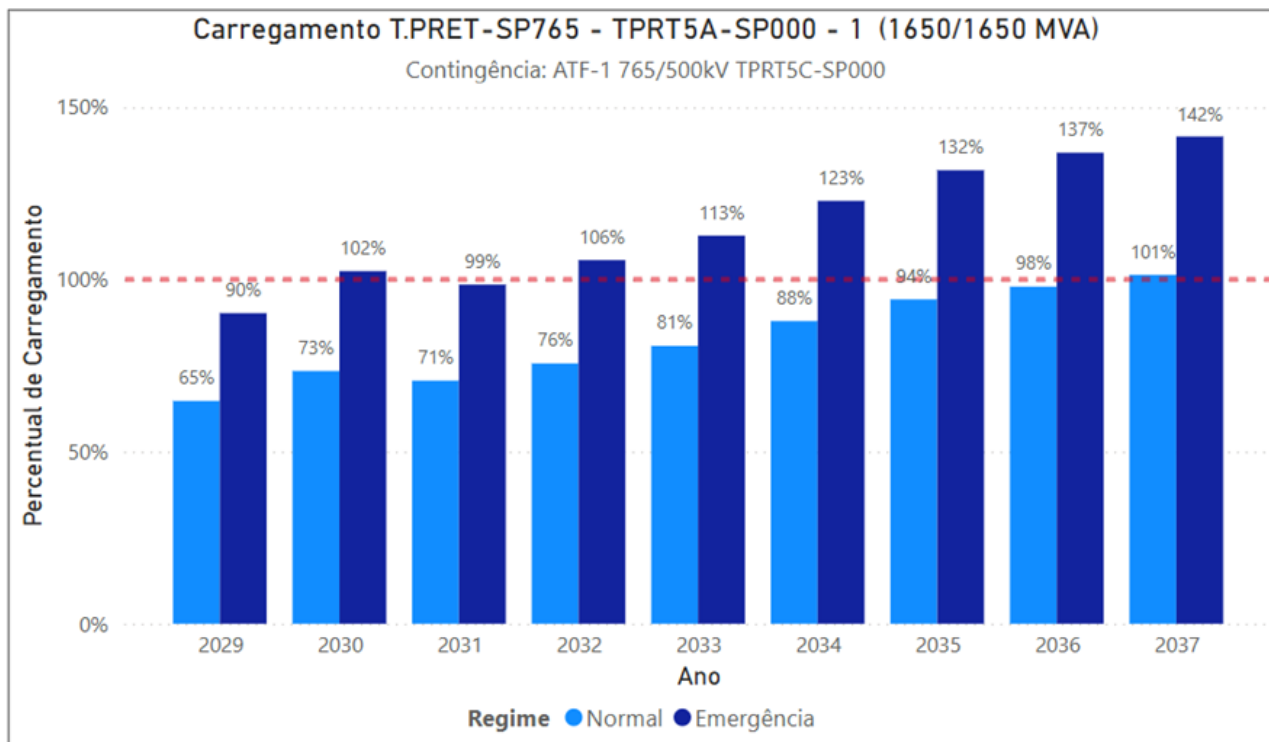


Figura 6-5 - Carregamento da Transformação 765/500 kV na SE Tijuco Preto

SE Itatiba 500/138 kV

A subestação Itatiba apresentou sobrecargas na transformação 500/138 kV. A Figura 6-6 apresenta o carregamento da transformação 500/138 kV da SE Itatiba no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2031. Essa violação tem solução prevista com a indicação do 4º transformador 500/138 kV na Revisão do Estudo de Campinas Parte 1 [4].

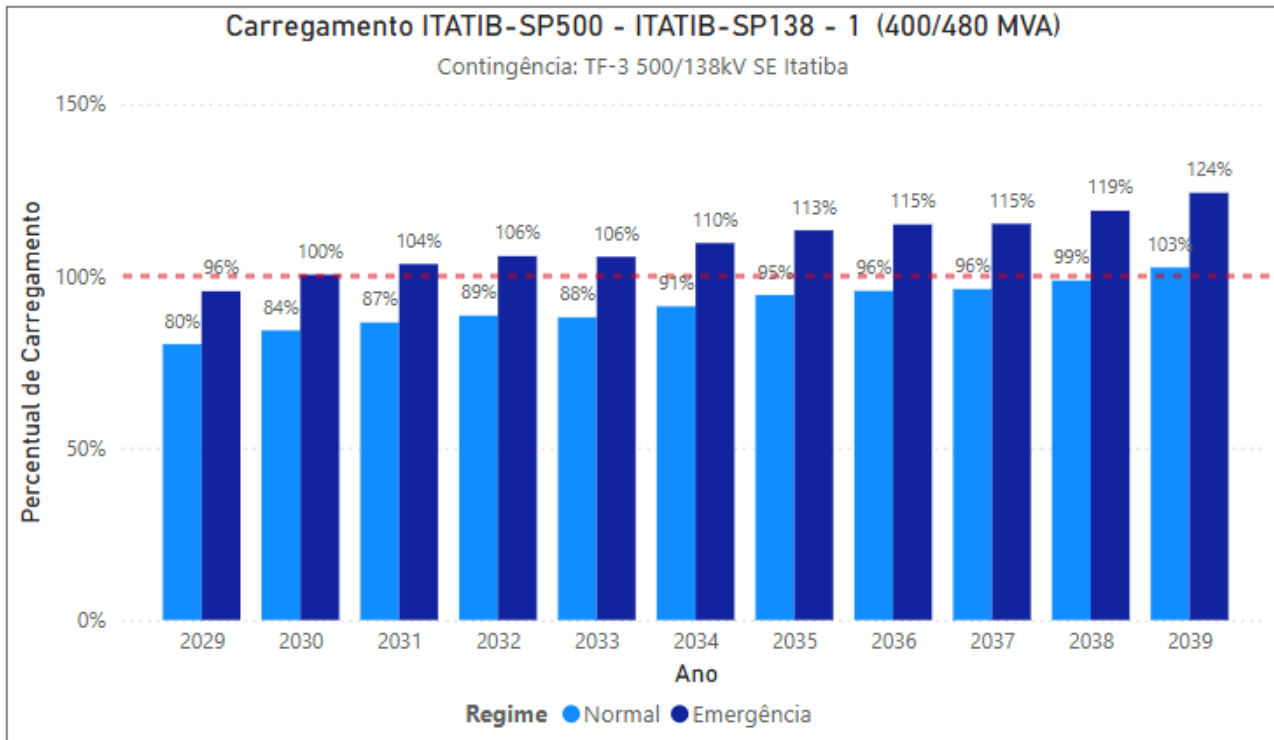


Figura 6-6 - Carregamento da Transformação 500/138 kV na SE Itatiba

SE Cerquilha 230/138 kV

A subestação Cerquilha apresentou sobrecargas na transformação 230/138 kV. A Figura 6-7 apresenta o carregamento da transformação 230/138 kV da SE Cerquilha no cenário 4.1 Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2031. Essa violação está em análise no Estudo de Atendimento à Região Sudoeste de São Paulo.

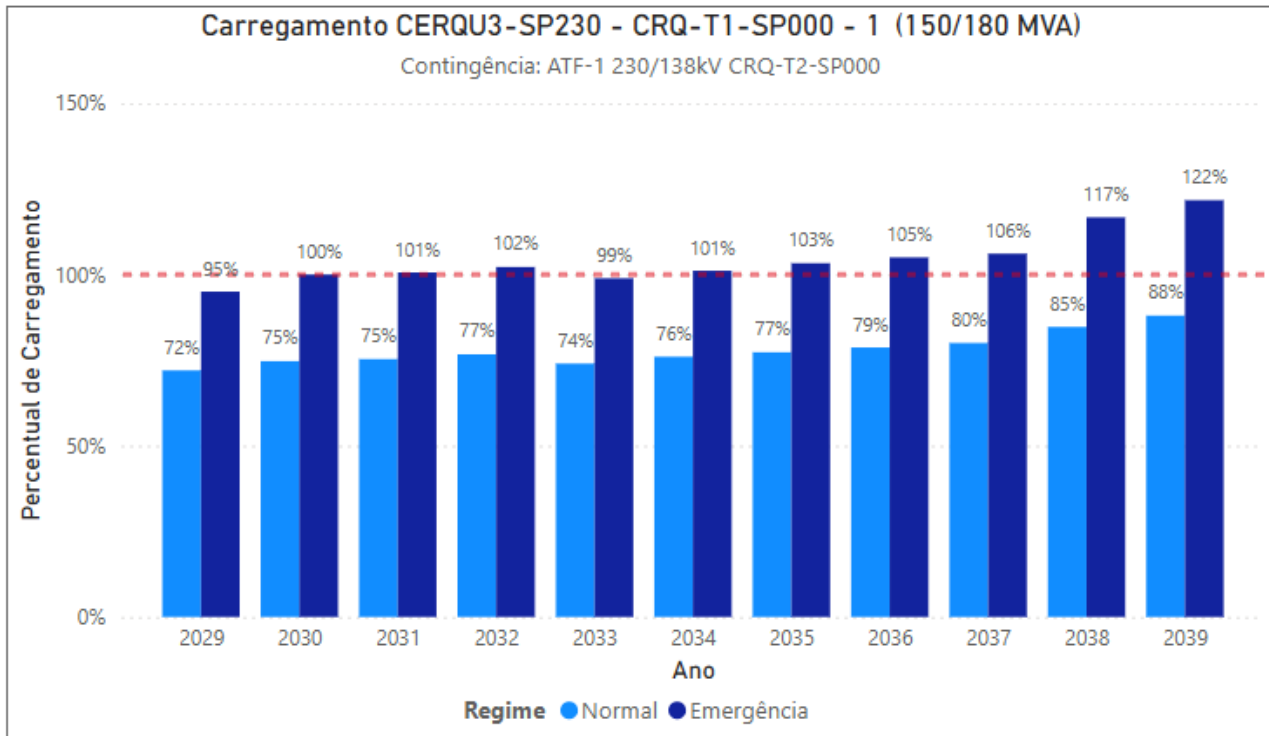


Figura 6-7 - Carregamento da Transformação 230/138 kV da SE Cerquilha

SE Taubaté 500/440 kV

A subestação Taubaté apresentou sobrecargas na transformação 500/440 kV. A Figura 6-8 apresenta o carregamento da transformação 500/440 kV da SE Taubaté no cenário 4 Carga Máxima Noturna Úmido. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2031. Essa violação tem solução prevista com a recomendação no PET/PELP da substituição do banco de 900 MVA por um banco de 1200 MVA.

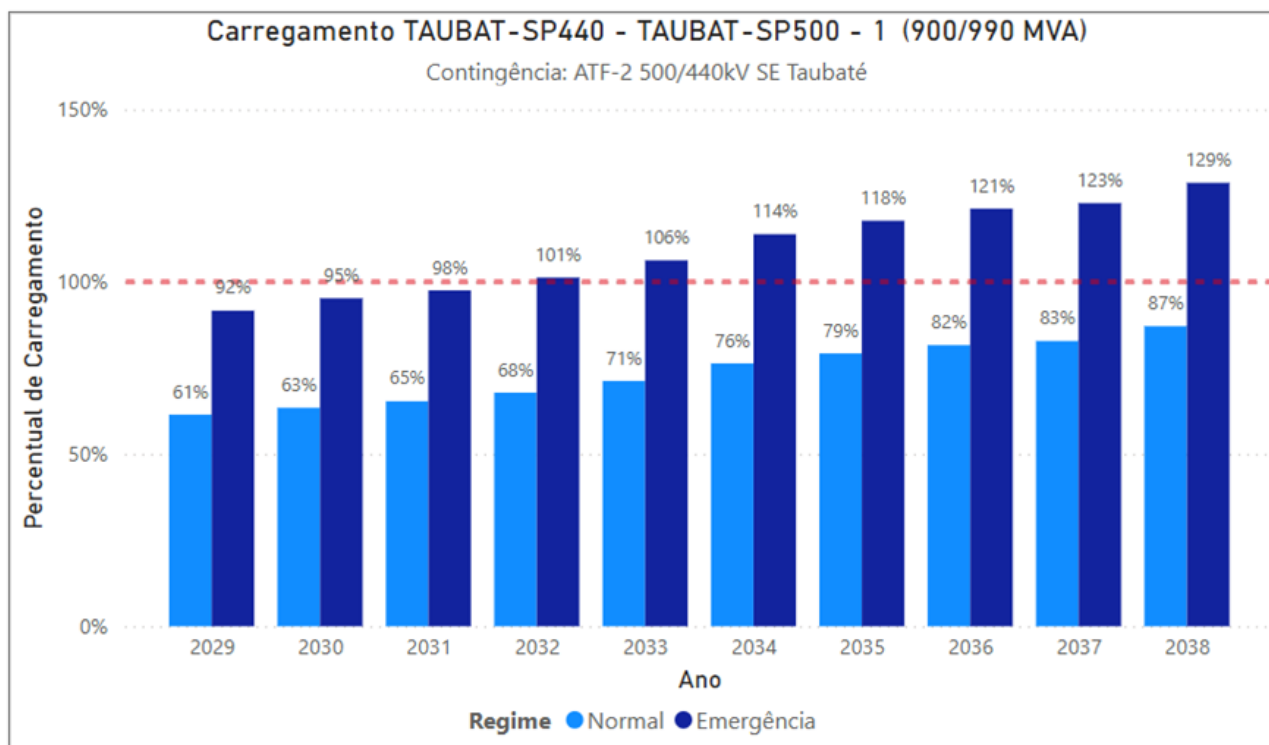


Figura 6-8 - Carregamento da Transformação 500/440 kV da SE Taubaté

A subestação Oeste apresentou sobrecargas na transformação 440/88 kV. A Figura 6-9 apresenta o carregamento da transformação 440/88 kV da SE Oeste no cenário 6 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição de Despacho em Itaipu. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2032. Essa violação está em análise no Estudo de Sorocaba e Indaiatuba Parte 2.

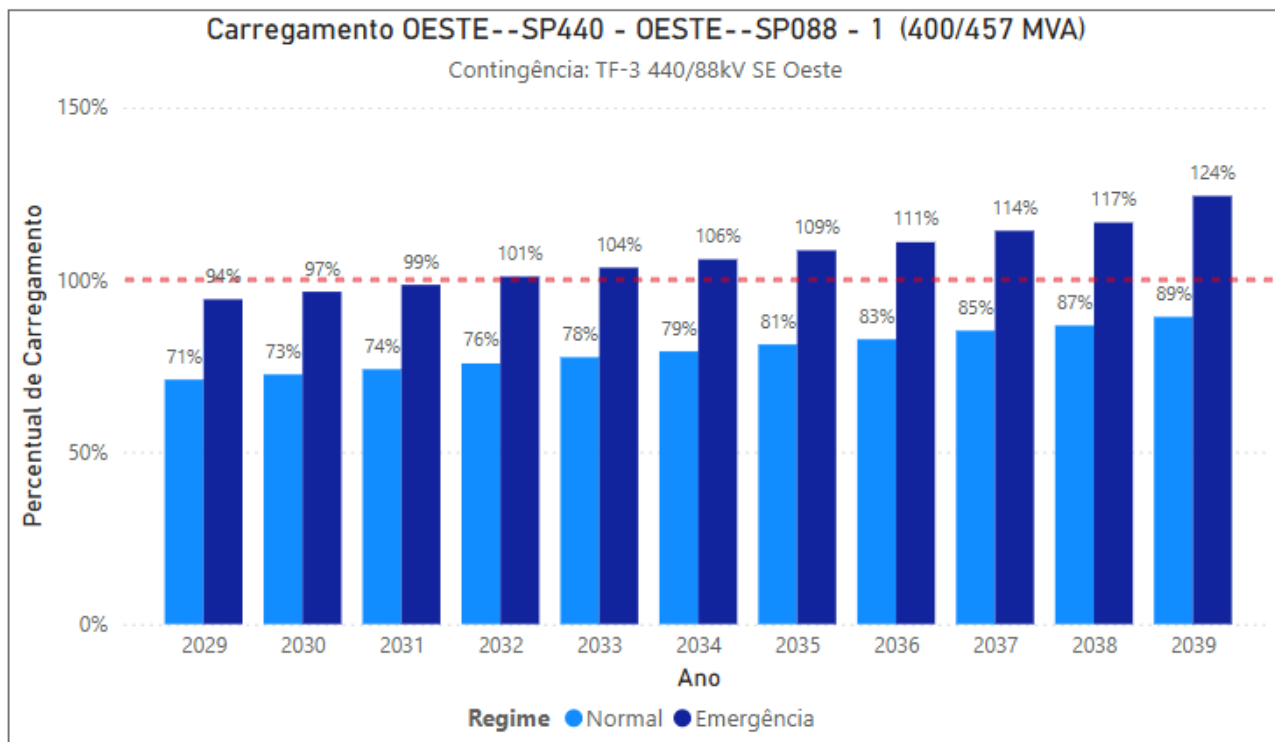


Figura 6-9 - Carregamento da Transformação 440/88 kV na SE Oeste

A subestação Estância apresentou sobrecargas na transformação 440/138 kV. A Figura 6-10 apresenta o carregamento da transformação 440/138 kV da SE Estância no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2033. Essa violação está relacionada com a entrada do seccionamento da LT 138 kV Bara Bonita – Bariri em 2033 e será objeto de análise em estudo futuro.

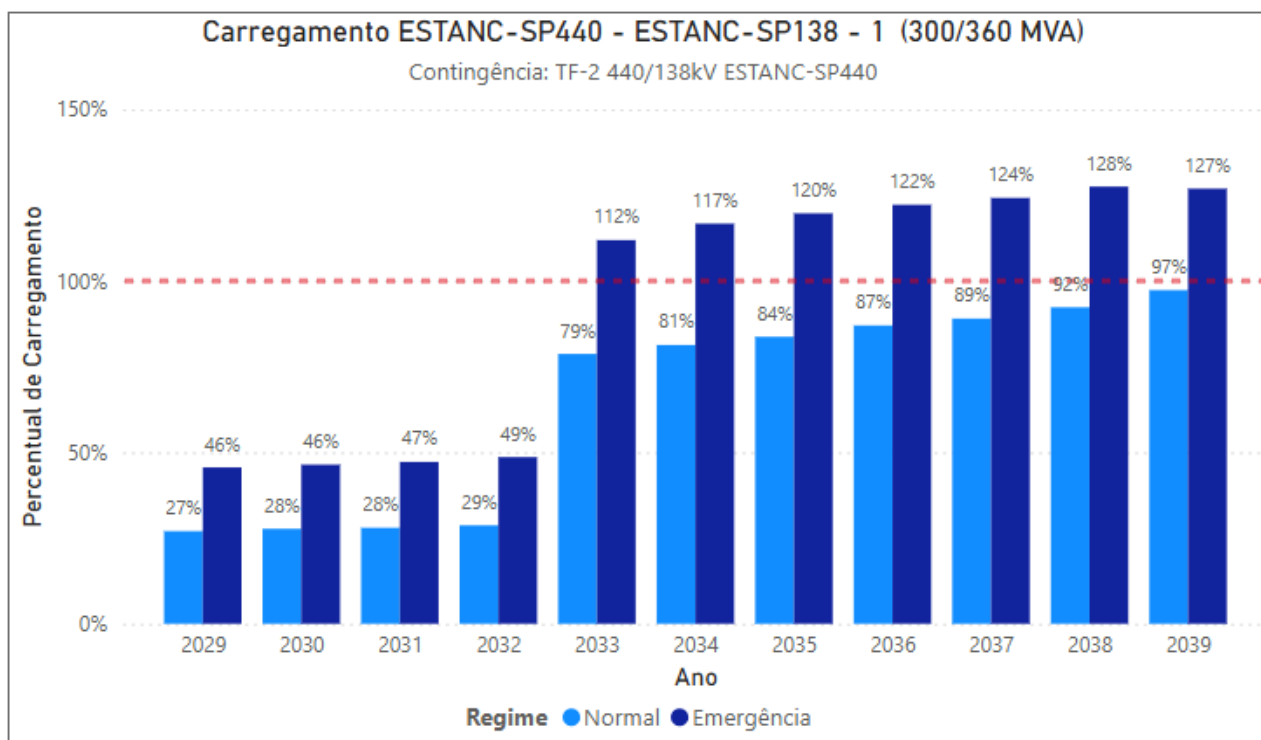


Figura 6-10 - Carregamento da Transformação 440/138 kV na SE Estância

SE Nordeste 345/88 kV

A subestação Nordeste apresentou sobrecargas na transformação 345/88 kV. A Figura 6-11 apresenta o carregamento da transformação 345/88 kV da SE Nordeste no cenário 3 Carga Máxima Noturna Seco. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2033. Essa violação tem solução indicativa do 4º transformador 345/88 kV.

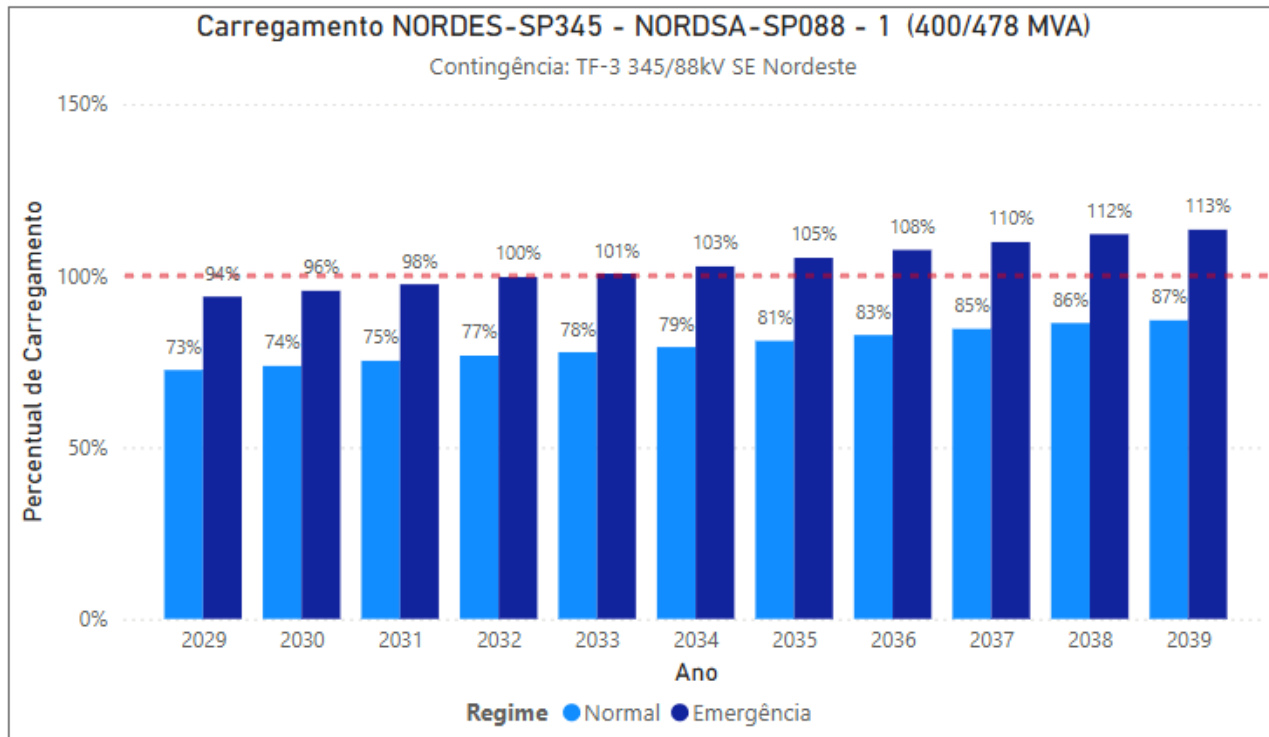


Figura 6-11 - Carregamento da Transformação 345/88 kV da SE Nordeste.

SE Piracicaba 440/138 kV

A subestação Piracicaba apresentou sobrecargas na transformação 440/138 kV. A Figura 6-12 apresenta o carregamento da transformação 440/138 kV da SE Piracicaba no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2034. Essa violação tem solução indicativa do 3º transformador 440/138 kV.

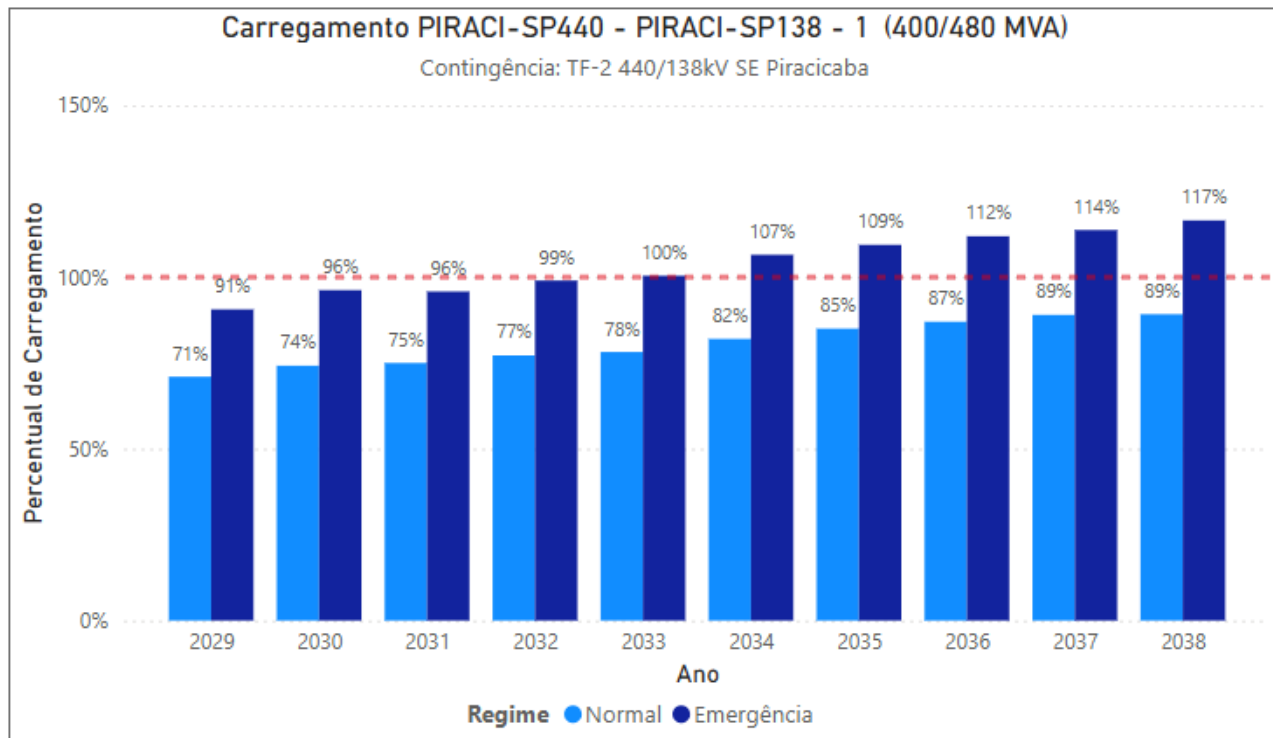


Figura 6-12 - Carregamento da Transformação 440/138 kV da SE Piracicaba

SE Itapeti 345/88 kV

A subestação Itapeti apresentou sobrecargas na transformação 345/88 kV. A Figura 6-13 apresenta o carregamento da transformação 345/88 kV da SE Itapeti no cenário 3 Carga Máxima Noturna Seco. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2036. Essa violação tem solução indicativa do 3º transformador 440/138 kV.

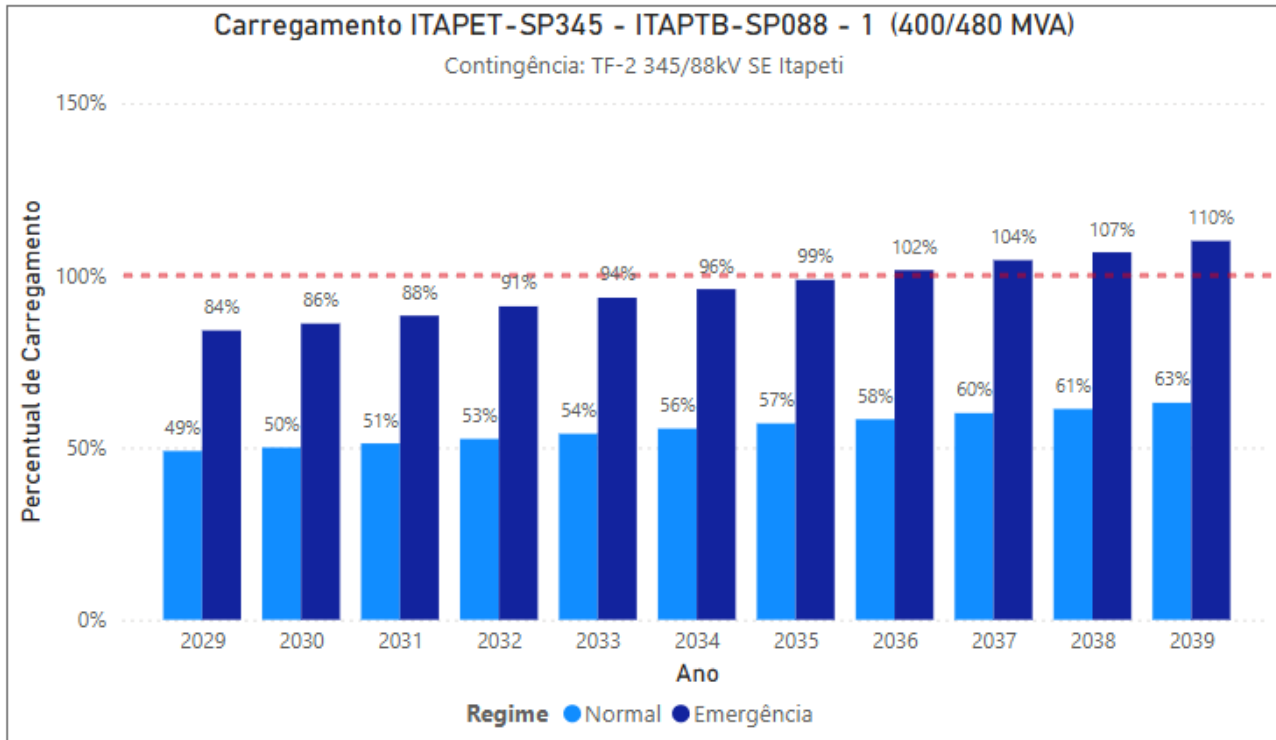


Figura 6-13 - Carregamento da Transformação 345/88 kV da SE Itapeti

A subestação Botucatu apresentou sobrecargas na transformação 138/88 kV. A Figura 6-14 apresenta o carregamento da transformação 138/88 kV da SE Botucatu no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2036. Essa violação está em análise no Estudo de Atendimento às DIT Parte 3.

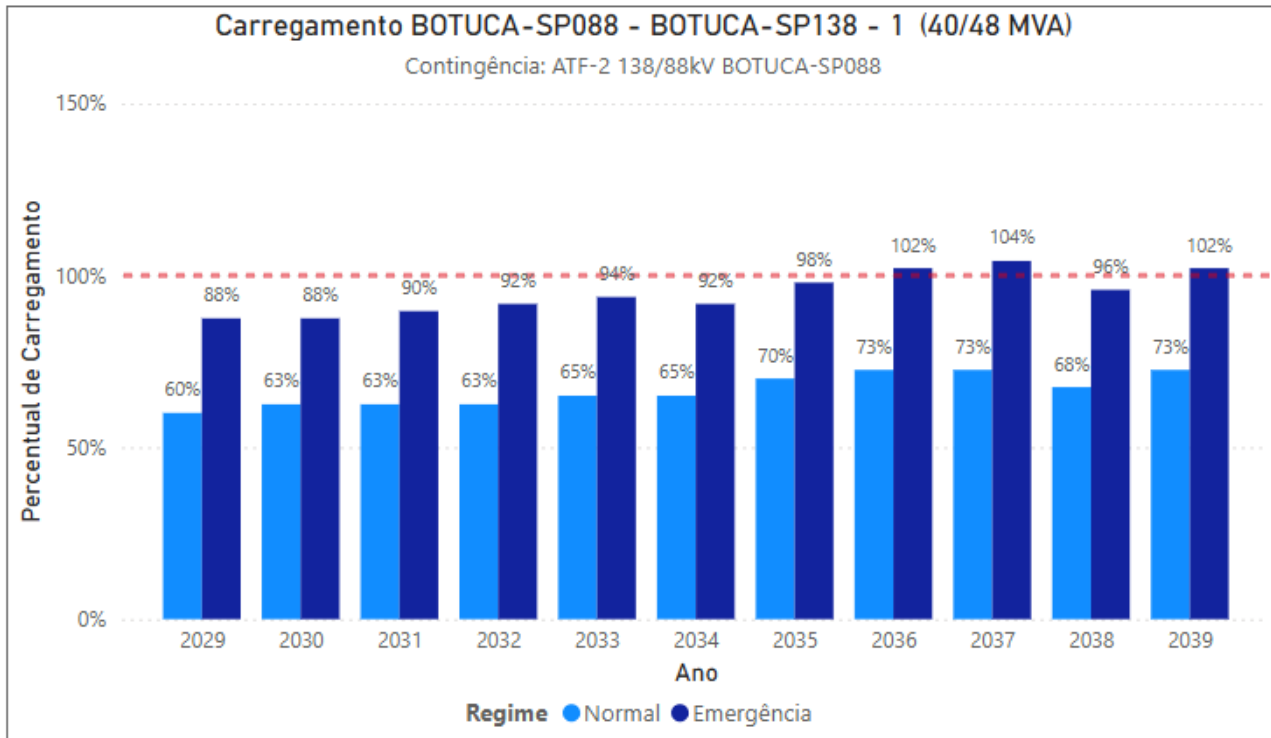


Figura 6-14 - Carregamento da Transformação 345/88 kV da SE Botucatu.

SE Tijuco Preto 765/345 kV

A subestação Tijuco Preto apresentou sobrecargas na transformação 765/345 kV. A Figura 6-15 apresenta o carregamento da transformação 765/345 kV da SE Tijuco Preto no cenário 3 Carga Máxima Noturna Seco. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2037. Essa violação está em análise no Estudo de Atendimento à Região Central de São Paulo Parte 2.

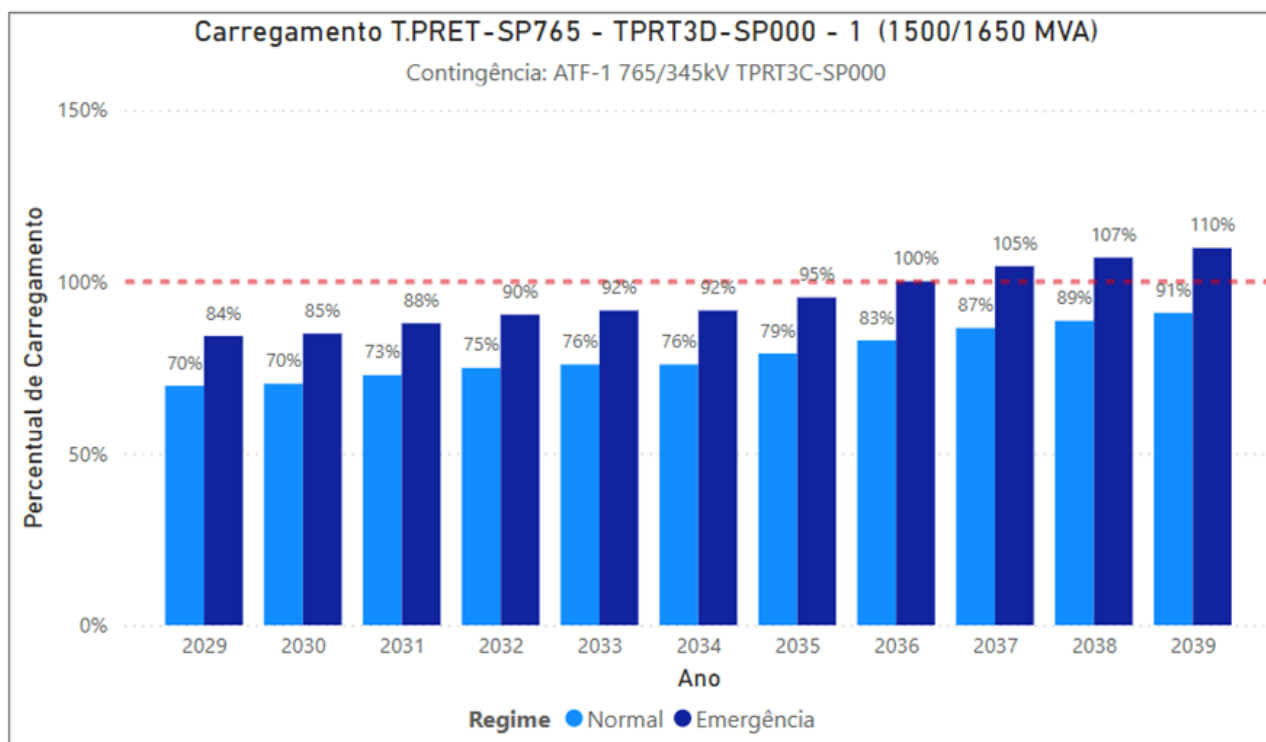


Figura 6-15 - Carregamento da Transformação 765/345 kV da SE Tijuco Preto.

SE Ibiúna 500/345 kV

A subestação Ibiúna apresentou sobrecargas na transformação 500/345 kV. A Figura 6-16 apresenta o carregamento da transformação 500/345 kV da SE Ibiúna no cenário 3 Carga Máxima Noturna Seco. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2037.

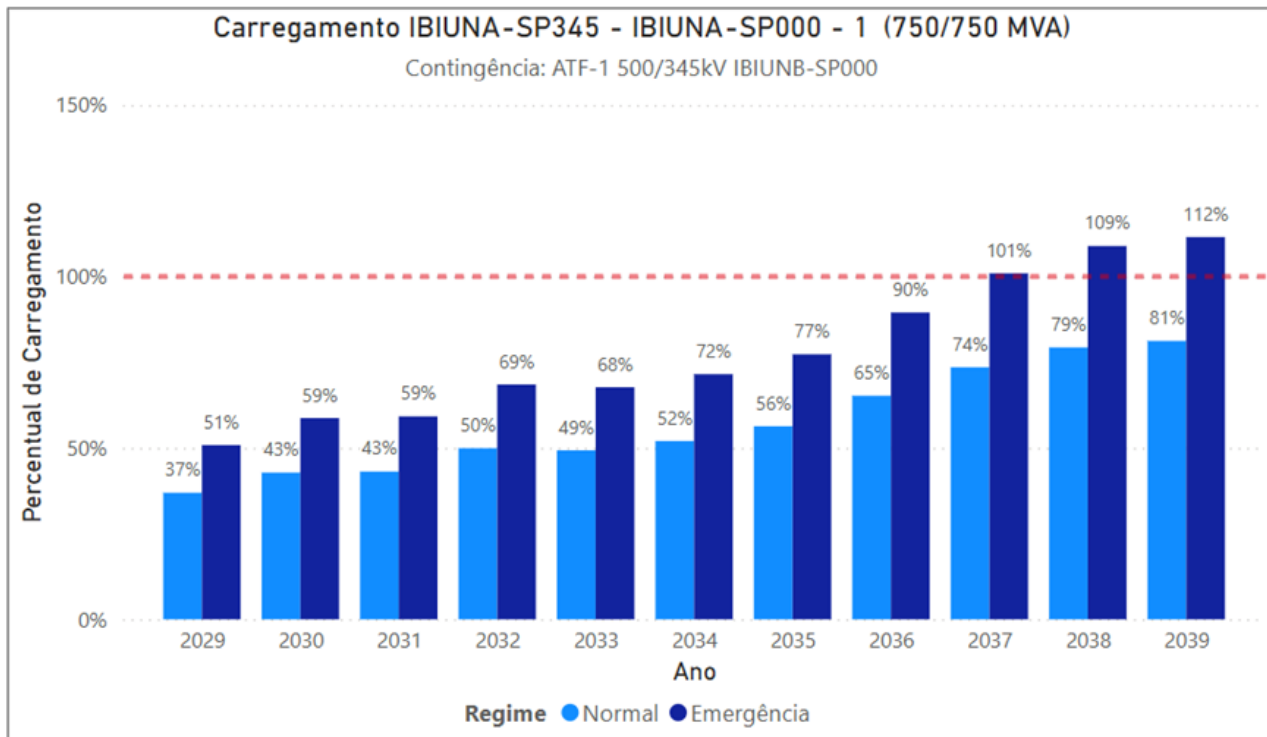


Figura 6-16 - Carregamento da Transformação 500/345 kV na SE Ibiúna.

SE Embu-Guaçu 440/345 kV

A subestação Embu-Guaçu apresentou sobrecargas na transformação 440/345 kV. A Figura 6-17 apresenta o carregamento da transformação 440/345 kV da SE Embu-Guaçu no cenário 6 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição de Despacho em Itaipu. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2038.

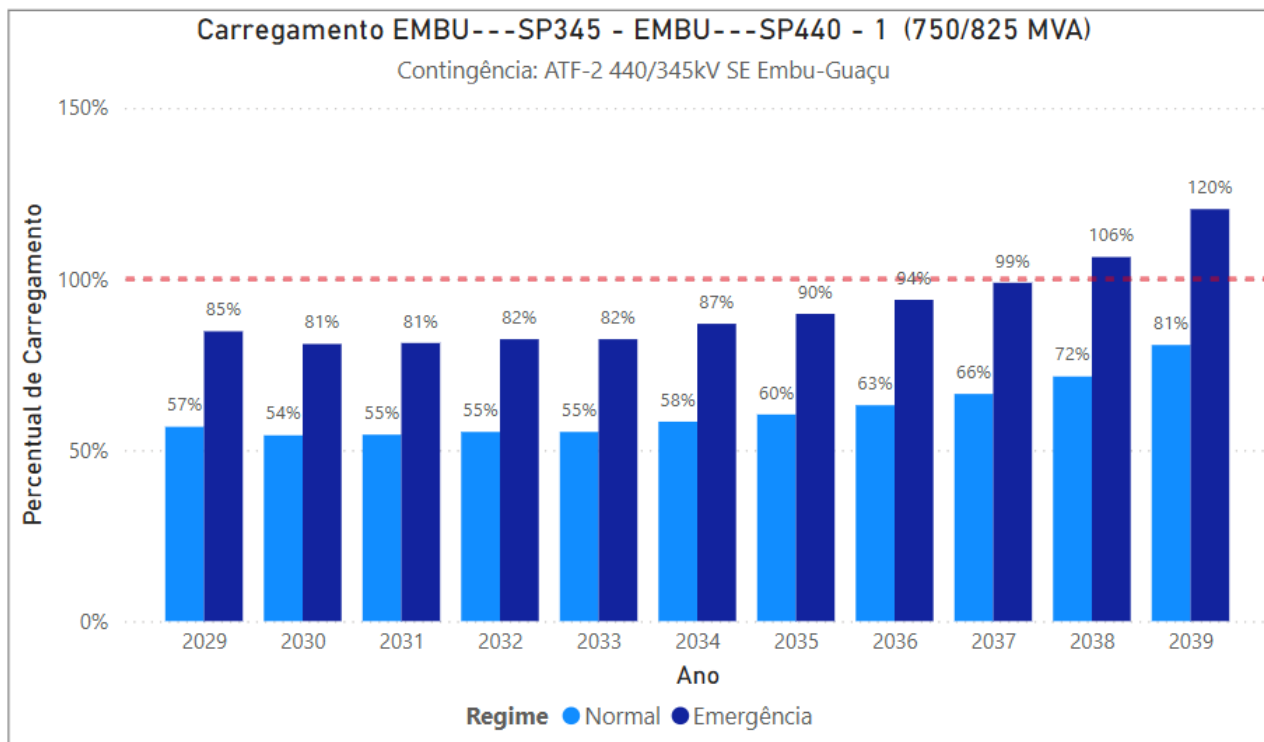


Figura 6-17 - Carregamento da Transformação 440/345 kV na SE Embu-Guaçu.

A subestação Ribeirão Preto apresentou sobrecargas na transformação 440/138 kV. A Figura 6-18 apresenta o carregamento da transformação 440/138 kV da SE Ribeirão Preto no cenário 6 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição de Despacho em Itaipu. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2038.

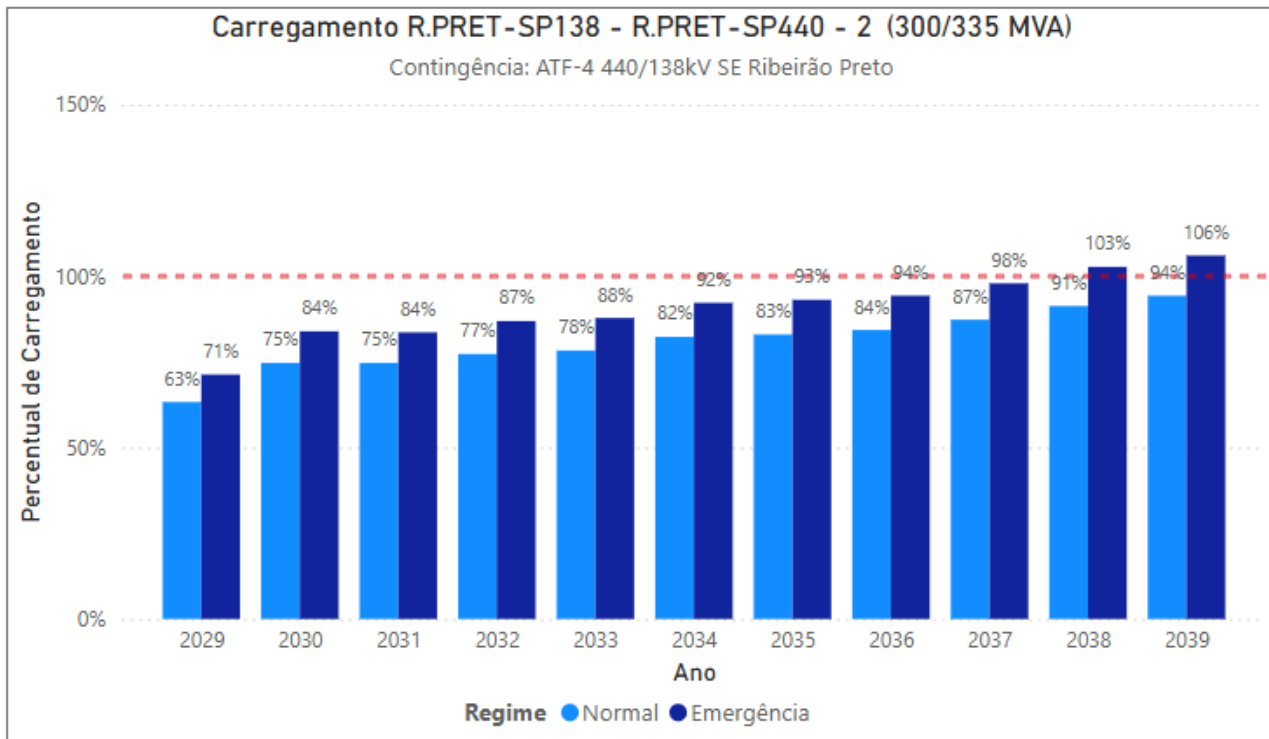


Figura 6-18 - Carregamento da Transformação 440/138 kV da SE Ribeirão Preto

A subestação Assis apresentou sobrecargas na transformação 230/88 kV. A Figura 6-19 apresenta o carregamento da transformação 230/88 kV da SE Assis no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2038. Essa violação está em análise no Estudo de Atendimento à Região Sudoeste de São Paulo.

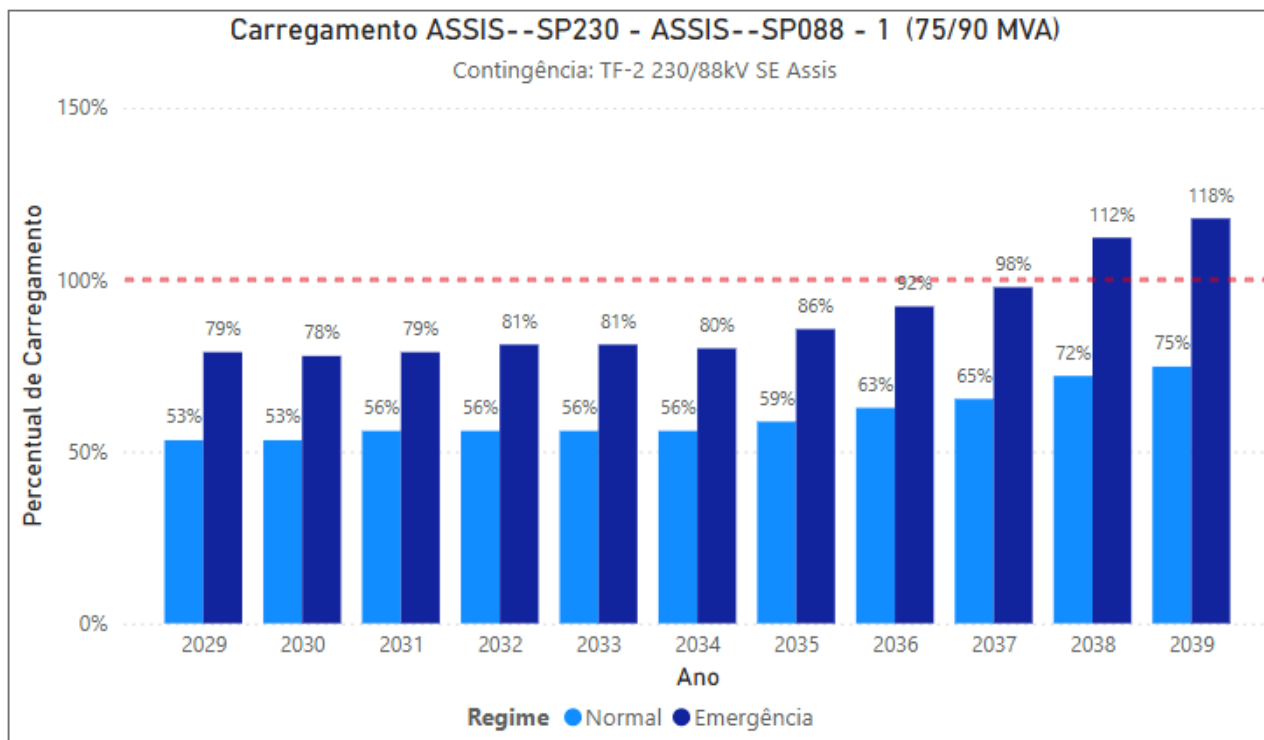


Figura 6-19 - Carregamento da Transformação 230/88 kV da SE Assis

SE Água Azul 440/138 kV

A subestação Água Azul apresentou sobrecargas na transformação 440/138 kV. A Figura 6-20 apresenta o carregamento da transformação 440/138 kV da SE Água Azul no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2039.

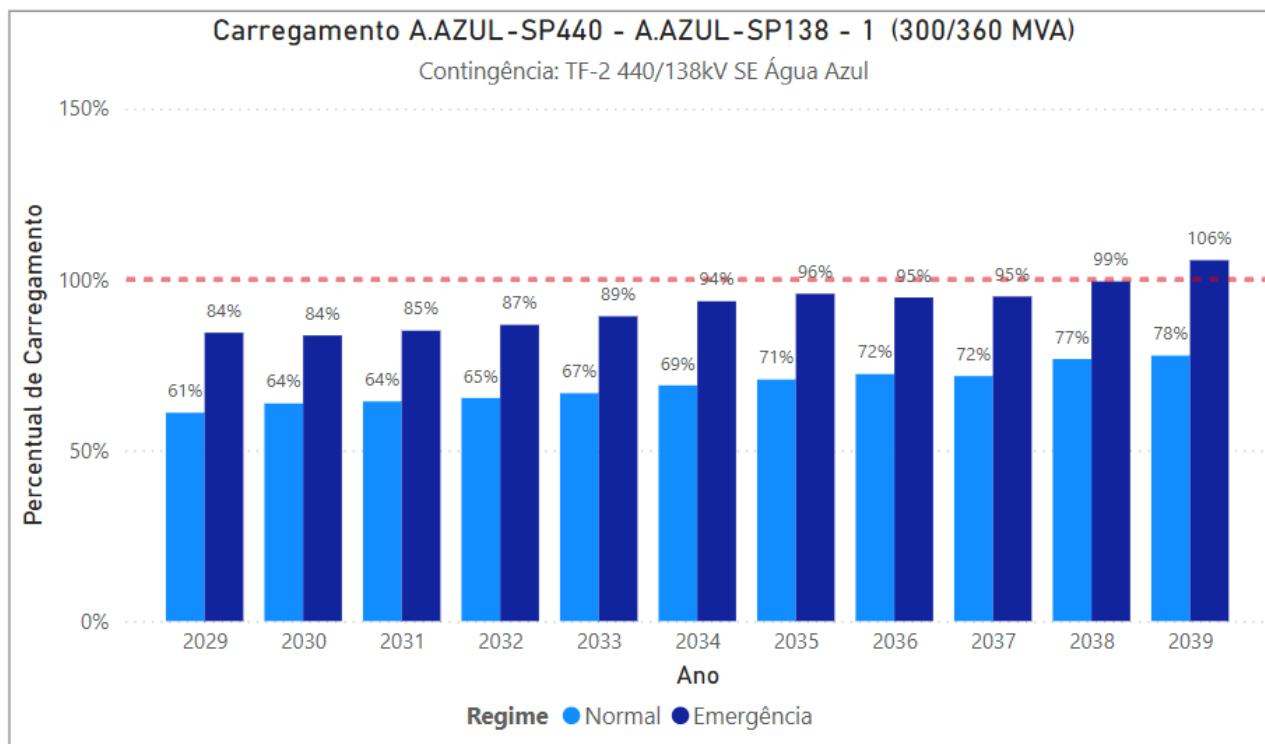


Figura 6-20 - Carregamento da Transformação 440/138 kV na SE Água Azul

SE Araraquara 440/138 kV

A subestação Araraquara apresentou sobrecargas na transformação 440/138 kV. A Figura 6-21 apresenta o carregamento da transformação 440/138 kV da SE Araraquara no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2039. Essa violação tem solução indicativa do 4º transformador 440/138 kV.

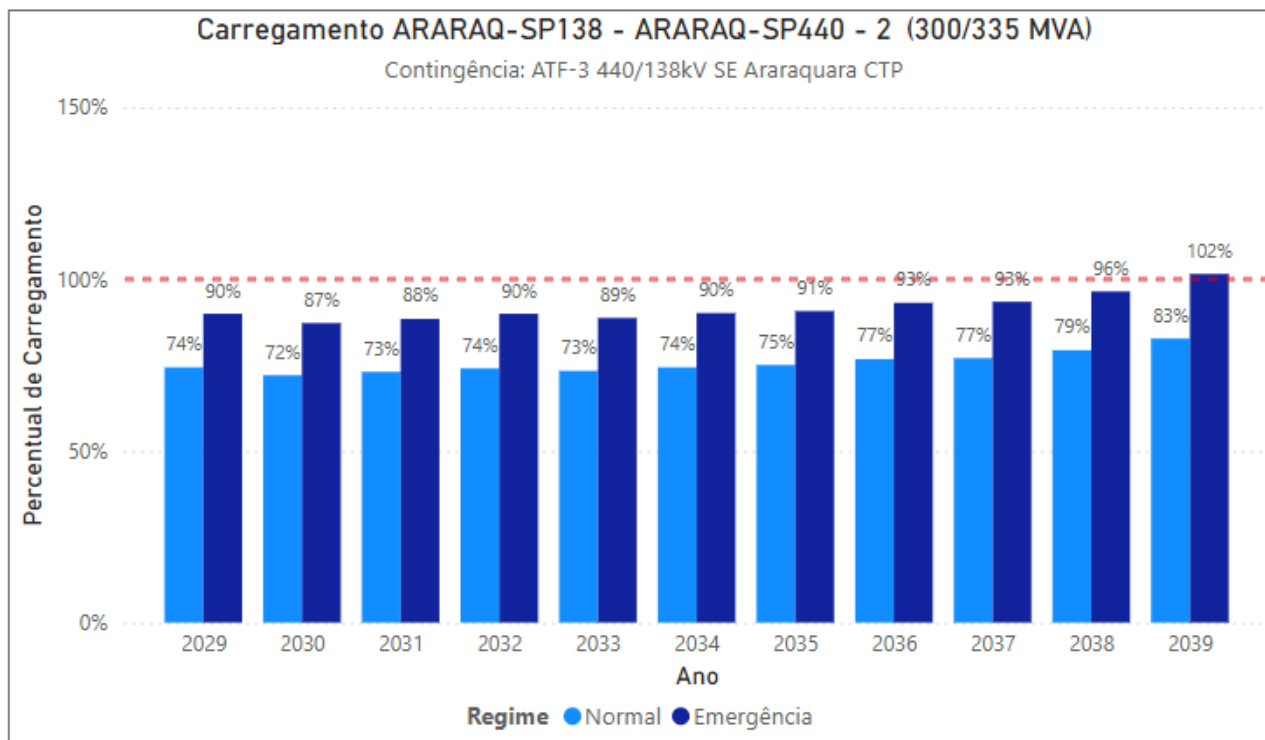


Figura 6-21 - Carregamento da Transformação 440/138 kV na SE Araraquara

SE Cabreúva 440/138 kV

A subestação Cabreúva apresentou sobrecargas na transformação 440/138 kV. A Figura 6-22 apresenta o carregamento da transformação 440/138 kV da SE Cabreúva no cenário 1 Carga Máxima Diurna Seco. A contingência de um banco de transformadores provoca sobrecarga na transformação a partir de 2039.

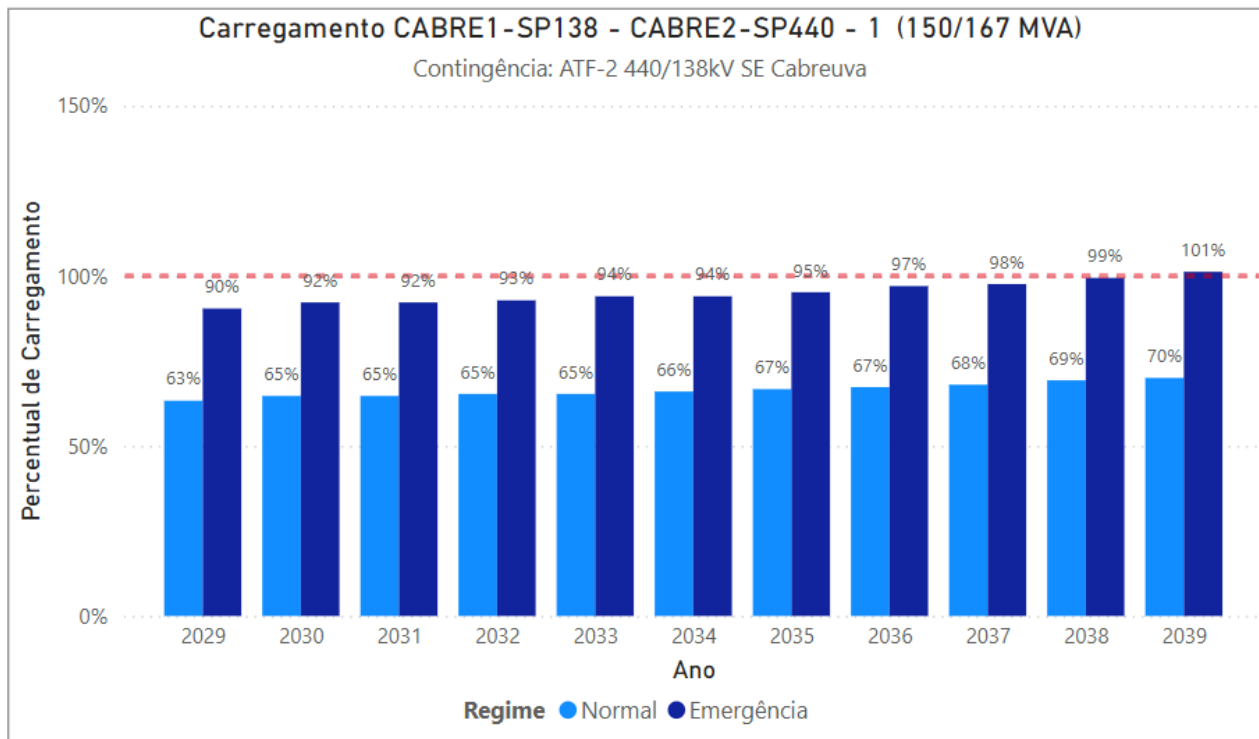


Figura 6-22 - Carregamento da Transformação 440/138 kV na SE Cabreúva

LT 440 kV Taquaruçu – Assis

A Linha de Transmissão 440 kV Taquaruçu – Assis apresentou sobrecargas a partir do ano de 2029. A Figura 6-23 apresenta o carregamento da LT 440 kV Taquaruçu – Assis no cenário 6 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição de Despacho em Itaipu. A contingência da LT 440 kV Assis – Capivara provoca sobrecarga na linha a partir de 2029. Vale ainda observar que a limitação do carregamento dessa LT em contingência se deve aos cabos condutores, devido a cruzamentos de linha e a consequente limitação de flecha nos condutores.

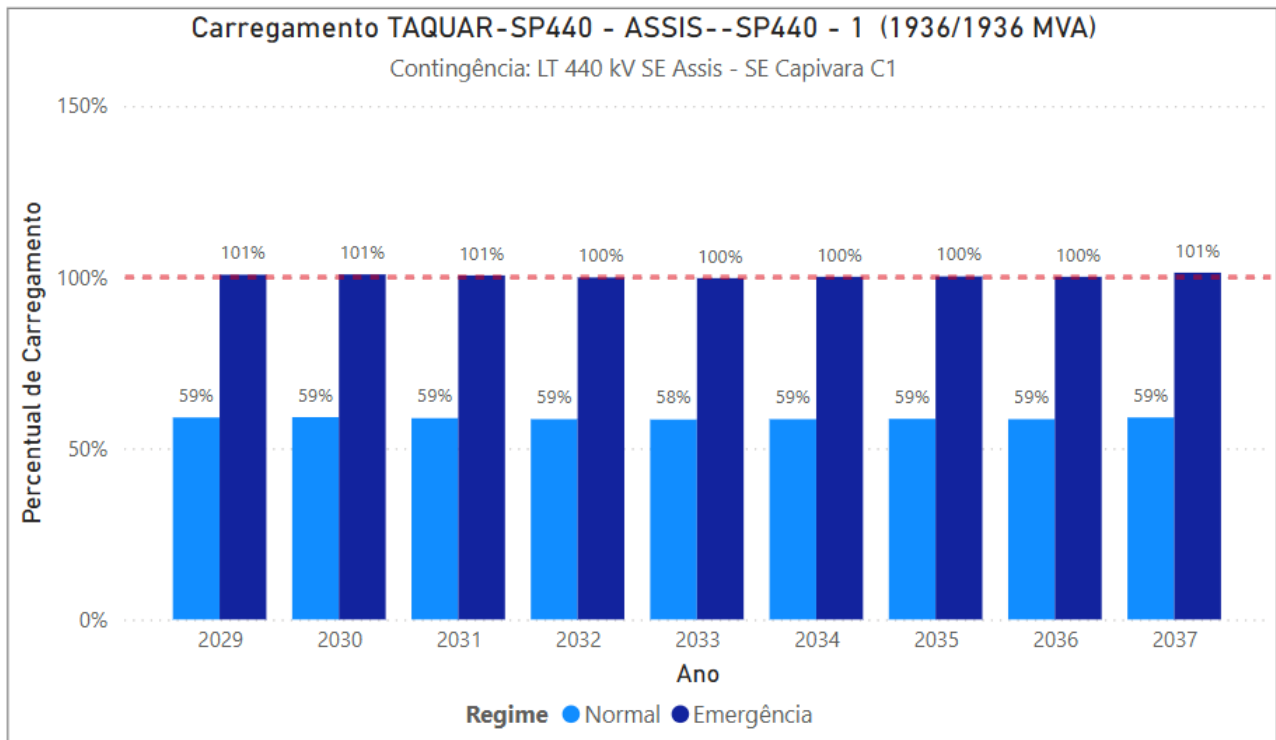


Figura 6-23 - Carregamento da LT 440 kV Taquaruçu – Assis, em regime normal e na contingência da LT 440 kV Assis – Capivara.

LT 440 kV Taquaruçu – Capivara

A Linha de Transmissão 440 kV Taquaruçu – Capivara apresentou sobrecargas a partir do ano de 2029. A Figura 6-24 apresenta o carregamento da LT 440 kV Taquaruçu – Capivara no cenário 6 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição de Despacho em Itaipu. A contingência da LT 440 kV Taquaruçu – Assis provoca sobrecarga na linha a partir de 2029.

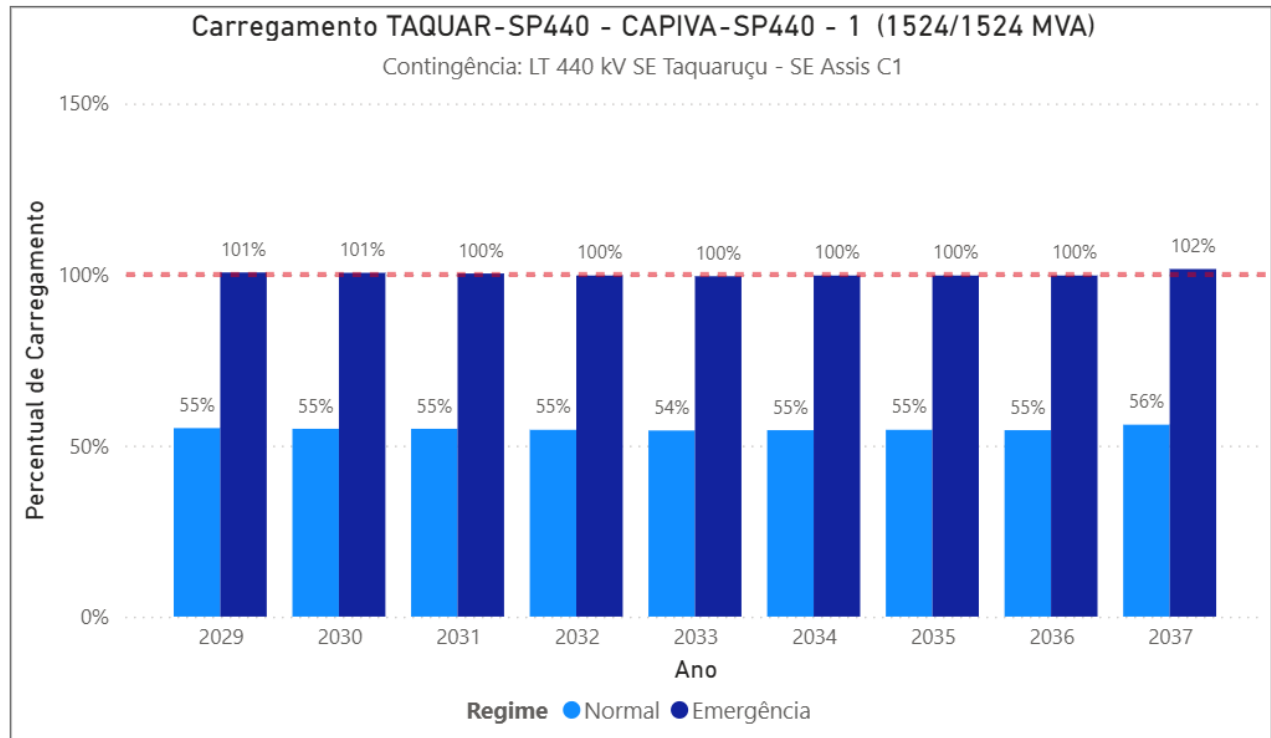


Figura 6-24 - Carregamento da LT 440 kV Taquaruçu – Capivara, em regime normal e na contingência da LT 440 kV Taquaruçu – Assis.

LT 440 kV Assis – Capivara

A Linha de Transmissão 440 kV Assis – Capivara apresentou sobrecargas a partir do ano de 2029. A Figura 6-25 apresenta o carregamento da LT 440 kV Assis – Capivara no cenário 1 Carga Máxima Diurna Seco. A contingência da LT 440 kV Taquaruçu – Assis provoca sobrecarga na linha a partir de 2029.

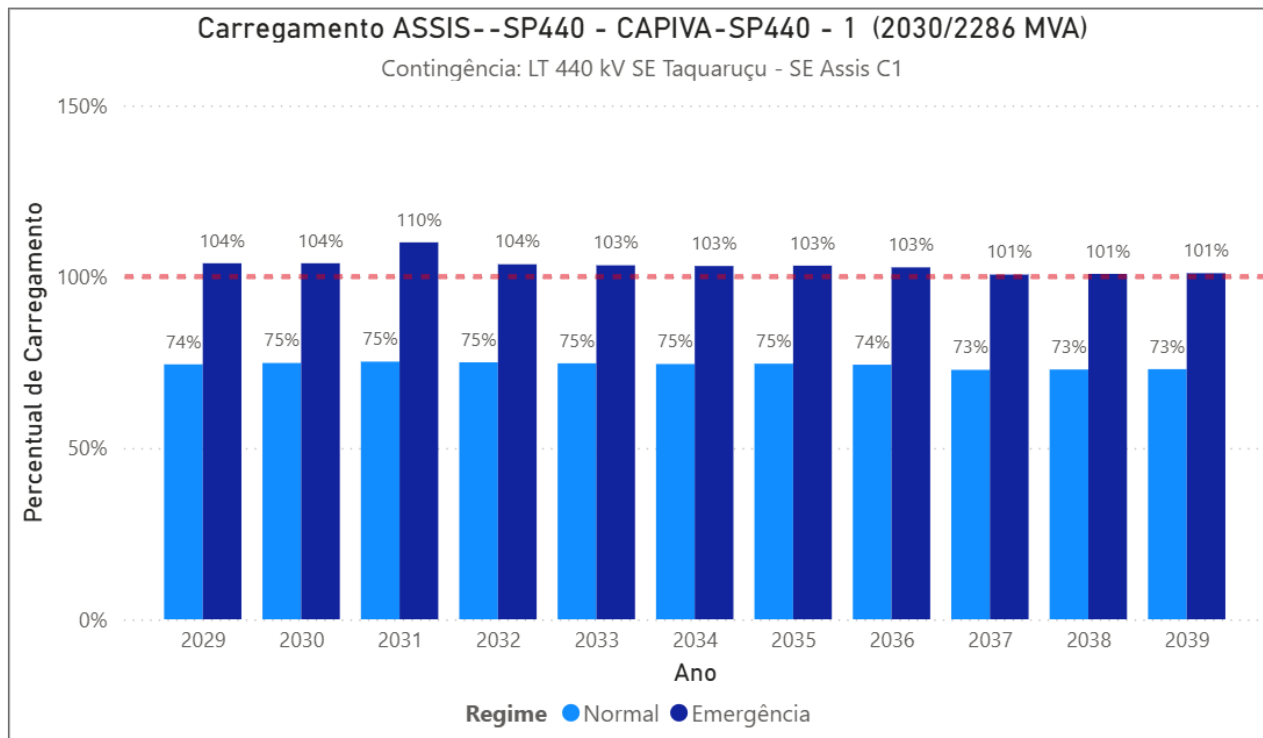


Figura 6-25 - Carregamento da LT 440 kV Assis – Capivara, em regime normal e na contingência da LT 440 kV Taquaruçu – Assis.

LT 230 kV Assis – Andirá Leste

A Linha de Transmissão 230 kV Assis – Andirá Leste apresentou sobrecargas a partir do ano de 2031. A Figura 6-26 apresenta o carregamento da LT 230 kV Assis – Andirá Leste no cenário 1 Carga Máxima Diurna Seco. A sobrecarga na linha ocorre em regime normal a partir de 2031. Essa violação está em análise no Estudo de Atendimento à região Sudoeste de São Paulo.

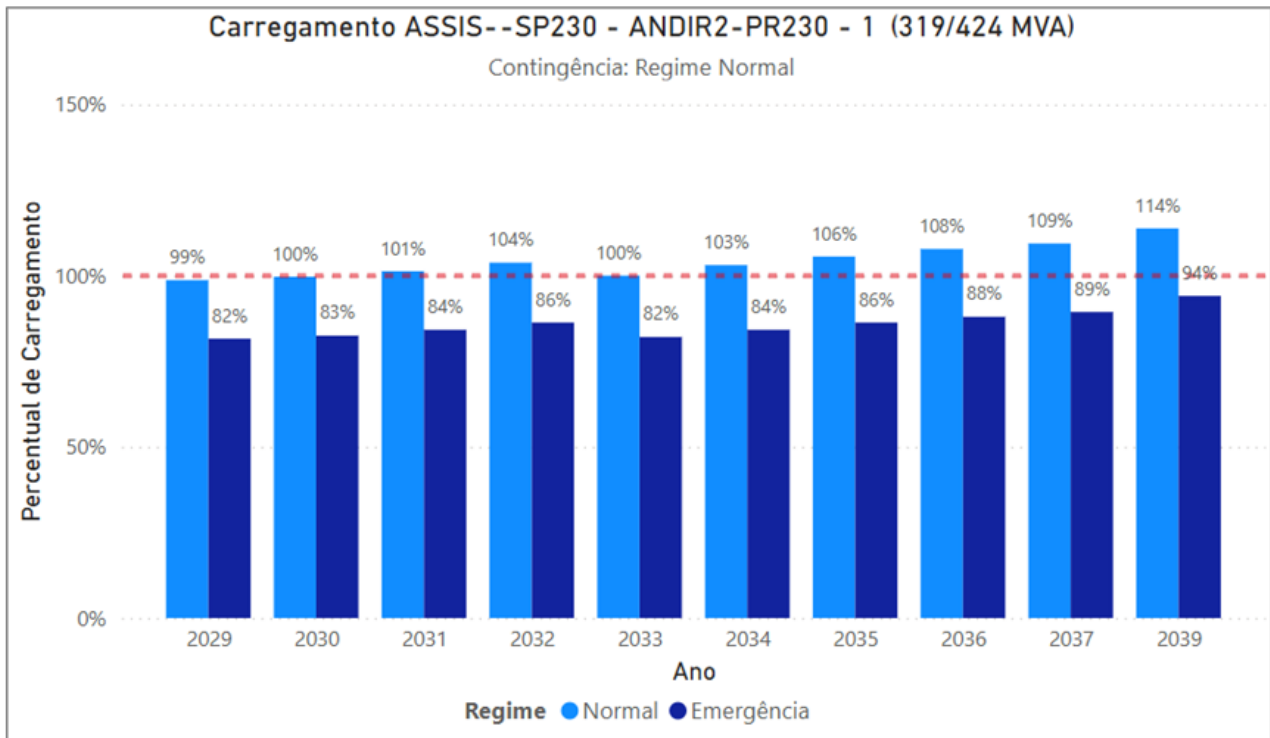


Figura 6-26 - Carregamento da LT 440 kV Assis – Andirá Leste em regime normal, e na pior contingência.

LT 500 kV Cachoeira Paulista – Lorena

A Linha de Transmissão 500 kV Cachoeira Paulista – Lorena apresentou sobrecargas a partir do ano de 2032. A Figura 6-27 apresenta o carregamento da LT 500 kV Cachoeira Paulista – Lorena no cenário 4.1 Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A sobrecarga na linha ocorre em regime normal a partir de 2032. Essa violação está em análise no Estudo de Interligações, e já tem estudo de solução de um segundo circuito (C2).

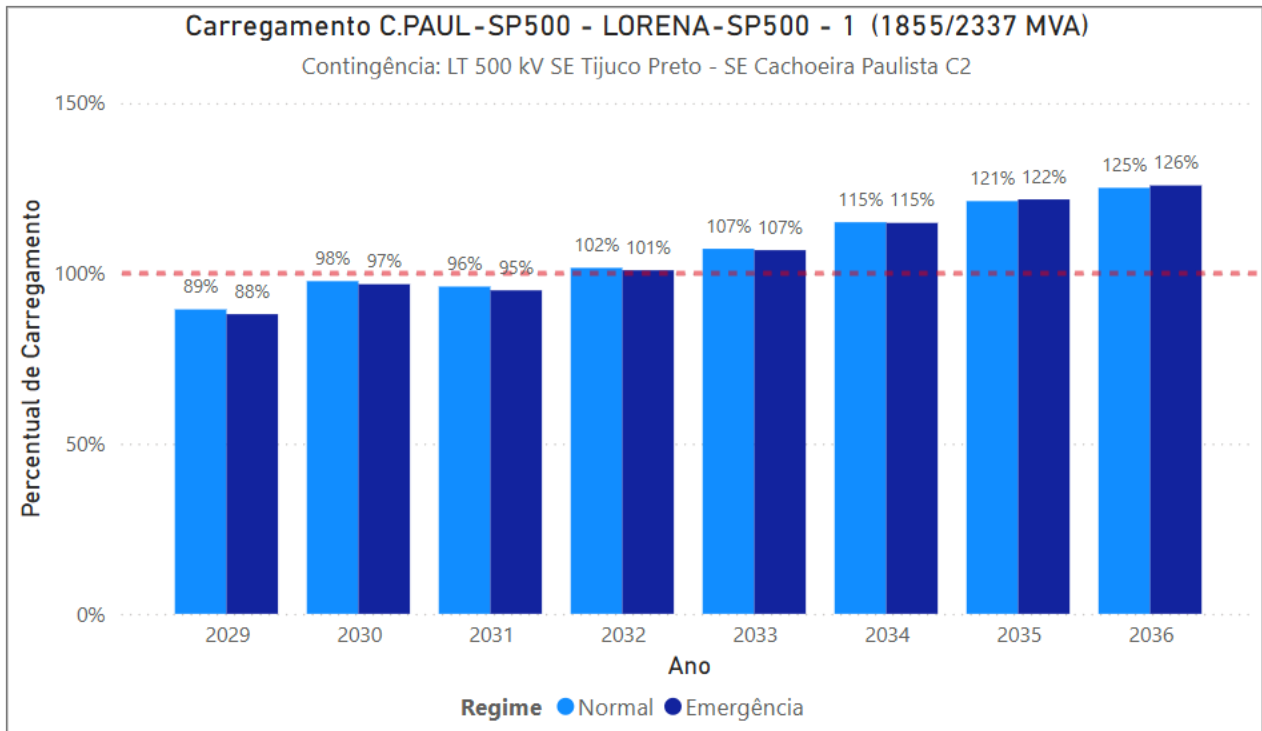


Figura 6-27 - Carregamento da LT 500 kV Cachoeira Paulista – Lorena C1, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Tijuco Preto – Cachoeira Paulista C2.

LT 500 kV Campinas – Itatiba C1

A Linha de Transmissão 500 kV Campinas – Itatiba apresentou sobrecargas a partir do ano de 2033. A Figura 6-28 apresenta o carregamento da LT 500 kV Campinas – Itatiba C1 no cenário 4.1 Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência da LT 500 kV Campinas – Itatiba C2 provoca sobrecarga na linha a partir de 2033. Essa violação está em análise no Estudo de Atendimento da Região de Campinas e Interligações Parte 2.

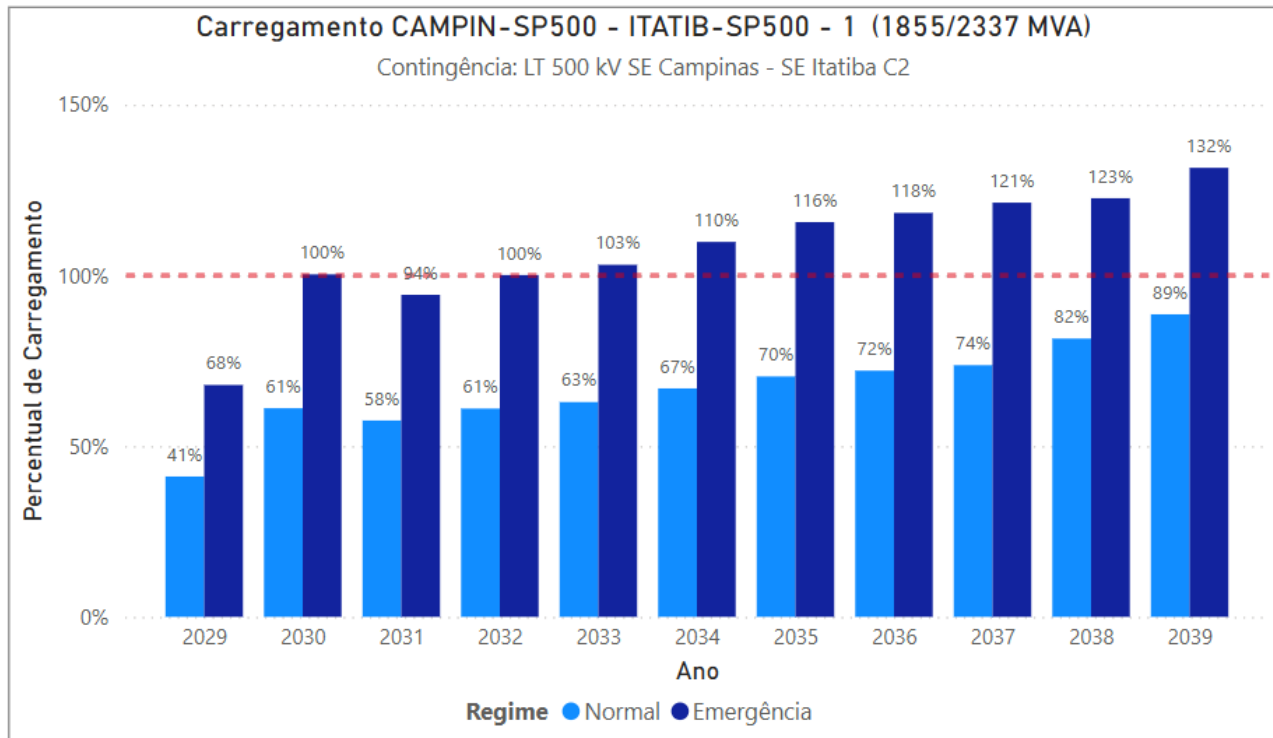


Figura 6-28 - Carregamento da LT 500 kV Campinas – Itatiba C1, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Campinas – Itatiba C2.

LT 500 kV Itatiba – Ibiúna

A Linha de Transmissão 500 kV Itatiba – Ibiúna apresentou sobrecargas a partir do ano de 2033. A Figura 6-29 apresenta o carregamento da LT 500 kV Itatiba – Ibiúna no cenário 4.1 Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência da LT 500 kV Itatiba – Bateias provoca sobrecarga na linha a partir de 2033. Essa violação está em análise no Estudo de Atendimento da Região de Campinas e Interligações Parte 2.

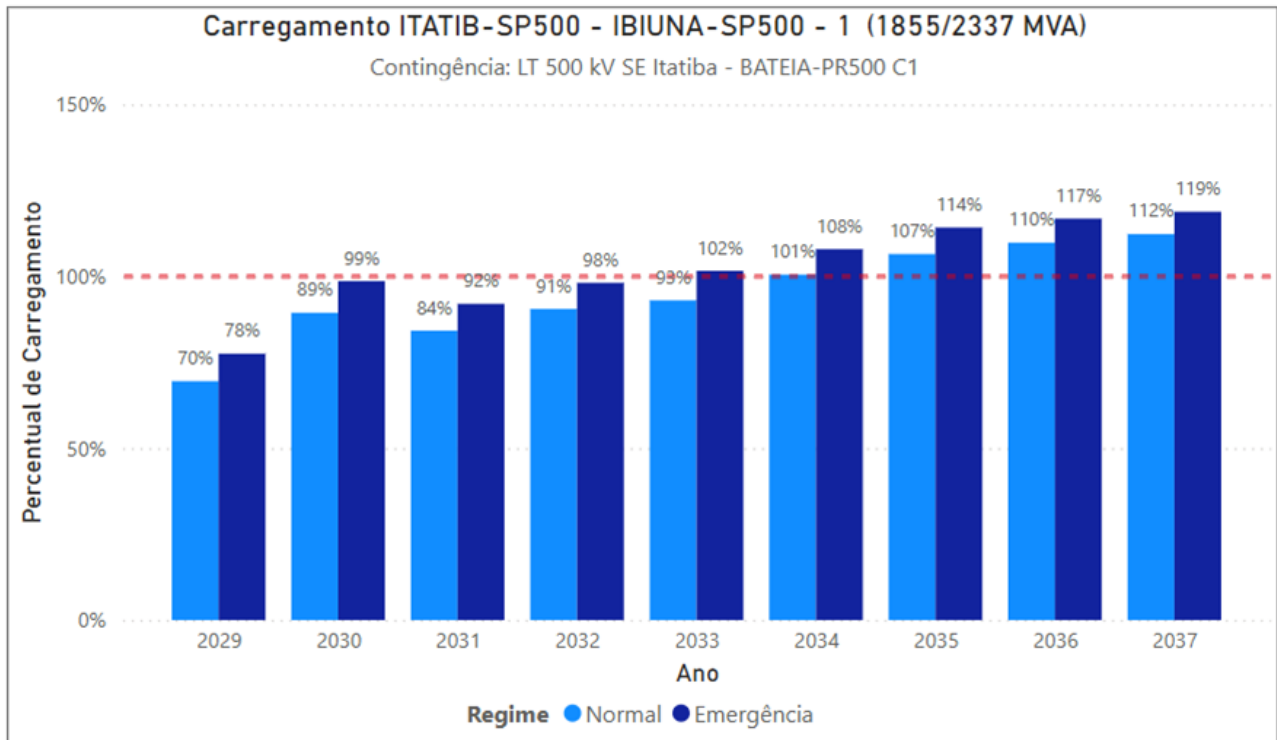


Figura 6-29 - Carregamento da LT 500 kV Itatiba – Ibiúna, em regime normal e na contingência da LT 500 kV Itatiba – Bateias.

LT 230 kV Aparecida – Lorena C1 e C2

A Linha de Transmissão 230 kV Aparecida – Lorena C1 e C2 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2033. A Figura 6-30 apresenta o carregamento da LT 230 kV Aparecida – Lorena C2 no cenário 4.1 Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência da LT 230 kV Aparecida – Lorena C1 provoca sobrecarga na linha a partir de 2033. A contingência no segundo circuito também provoca violação a partir do mesmo ano. Essa violação está relacionada com o transformador de corrente na subestação Aparecida, que limita a capacidade dos circuitos à potência de 596 MVA. Uma eventual troca do equipamento terminal tem o potencial de adiar a violação para o ano de 2039.

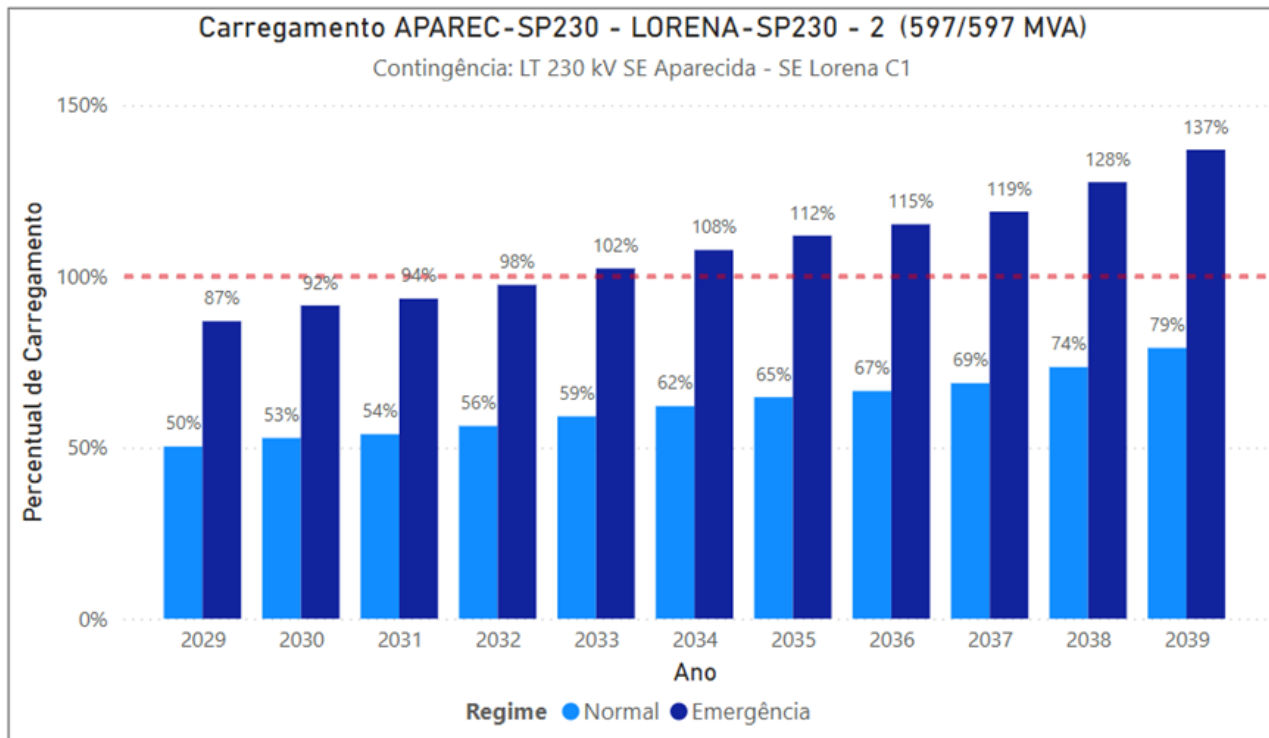


Figura 6-30 - Carregamento da LT 230 kV Aparecida – Lorena C2, em regime normal e na contingência da LT 230 kV Aparecida – Lorena C1.

LT 345 kV Itapeti – Santo Ângelo C1 e C2

A Linha de Transmissão 345 kV Itapeti – Santo Ângelo C1 e C2 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2034. A Figura 6-31 apresenta o carregamento da LT 345 kV Itapeti – Santo Ângelo C1 no cenário 6 Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição de Despacho em Itaipu. A contingência da LT 345 kV Itapeti – Santo Ângelo C2 provoca sobrecarga na linha a partir de 2034. A contingência no primeiro circuito também provoca violação a partir do mesmo ano. Essa violação está em análise no Estudo de Atendimento à Região Central de São Paulo Parte 2.

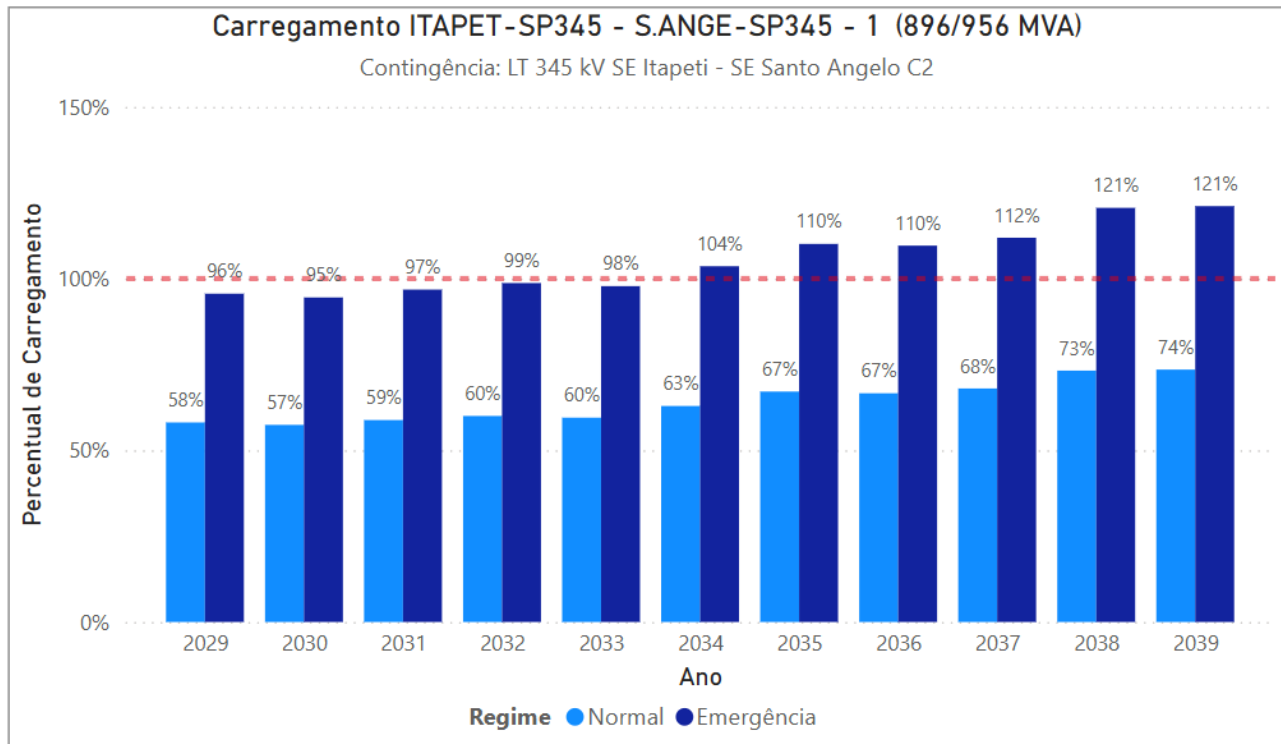


Figura 6-31 - Carregamento da LT 345 kV Itapeti – Santo Ângelo C1, em regime normal e na contingência da LT 345 kV Itapeti – Santo Ângelo C2.

LT 525 kV Londrina – Assis C1

A Linha de Transmissão 525 kV Londrina – Assis C1 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2035. A Figura 6-32 apresenta o carregamento da LT 525 kV Londrina – Assis C1 no cenário 6 Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição de Despacho em Itaipu. A contingência da LT 525 kV Londrina – Assis C2 provoca sobrecarga na linha a partir de 2035. Essa violação está em análise no Estudo de Interligação e no Estudo de Interconexão Brasil – Bolívia.

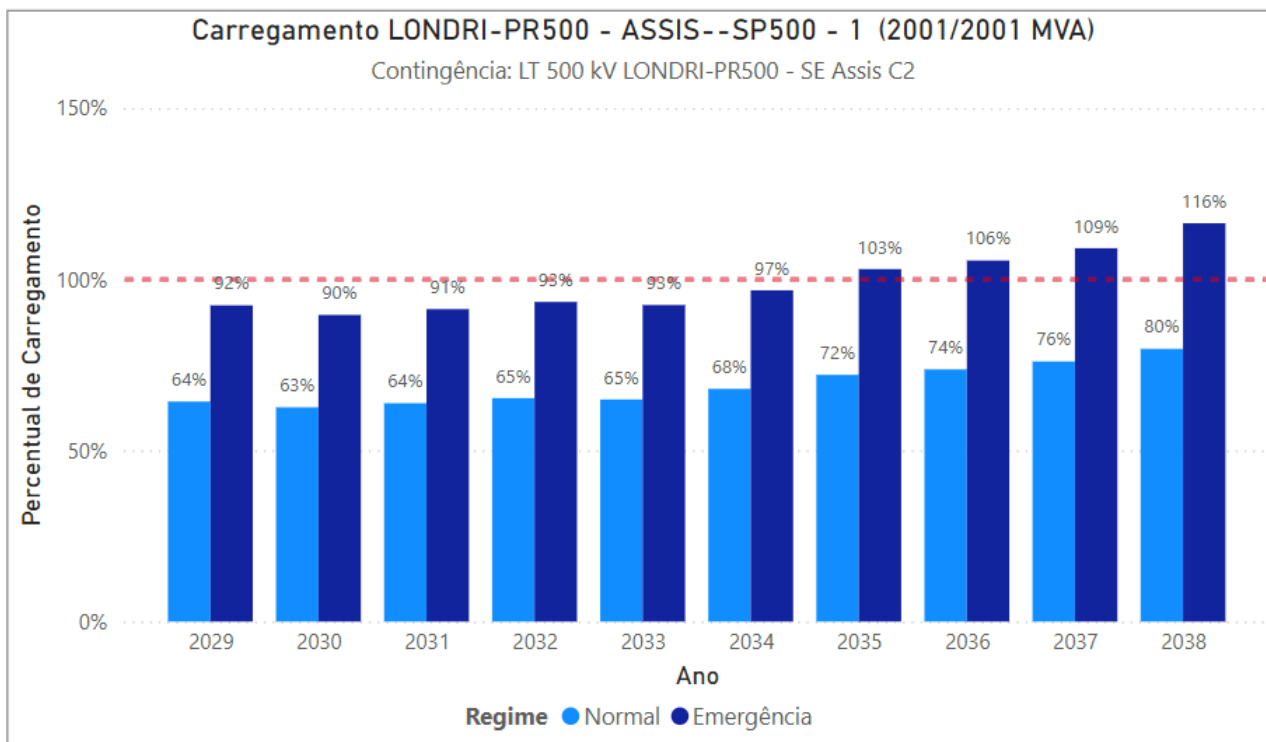


Figura 6-32 - Carregamento da LT 525 kV Londrina – Assis C1, em regime normal e na contingência da LT 525 kV Londrina – Assis C2.

LT 230 kV São José dos Campos – Taubaté

A Linha de Transmissão 230 kV São José dos Campos – Taubaté C1 e C2 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2035. A Figura 6-33 apresenta o carregamento da LT 230 kV São José dos Campos – Taubaté C1 no cenário 4.1 Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência da LT 230 kV São José dos Campos – Taubaté C2 provoca sobrecarga na linha a partir de 2035. A contingência no primeiro circuito provoca violação no mesmo ano.

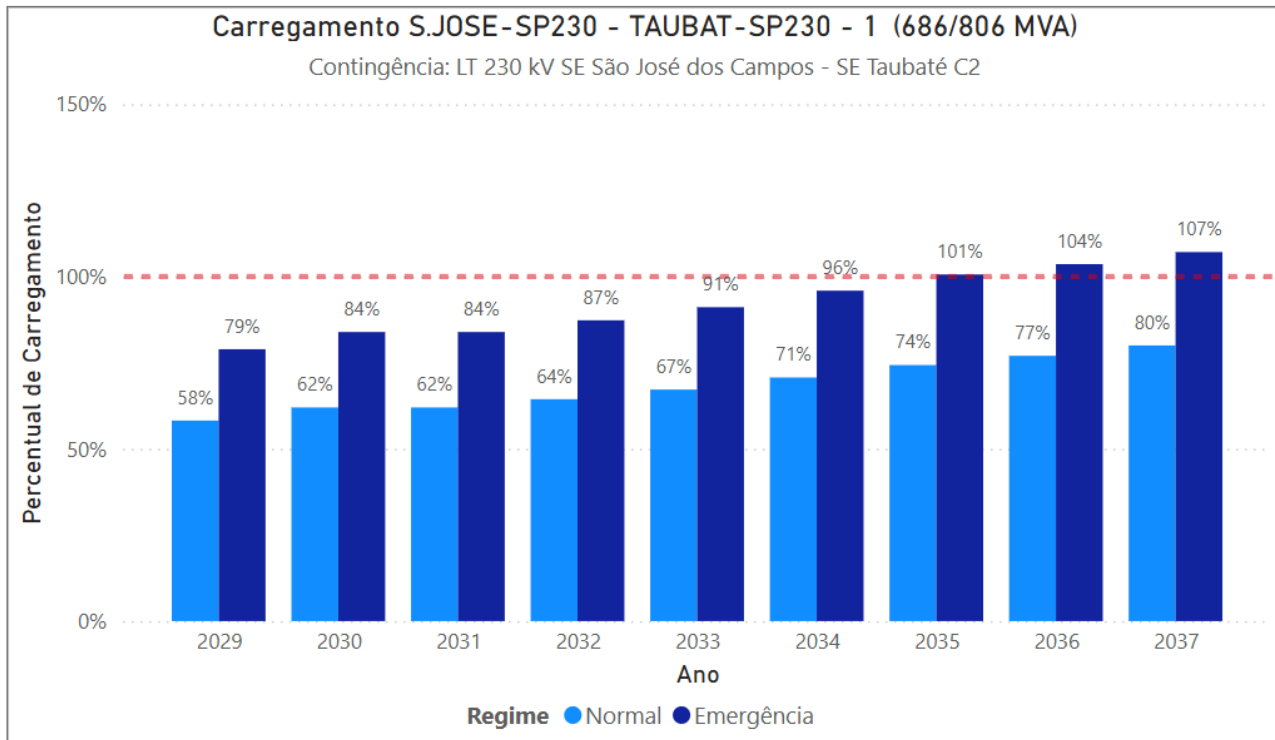


Figura 6-33 - Carregamento da LT 230 kV São José dos Campos – Taubaté C1, em regime normal e na contingência da LT 230 kV São José dos Campos – Taubaté C2.

LT 345 kV Poços – Guarulhos C1 e C2

A Linha de Transmissão 345 kV Poços – Guarulhos C1 e C2 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2037. A Figura 6-34 apresenta o carregamento da LT 345 kV Poços – Guarulhos C1 no cenário 4.1 Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A sobrecarga na linha ocorre em regime normal a partir de 2037. Essa violação está em análise no Estudo de Atendimento à Região Central de São Paulo Parte 2.

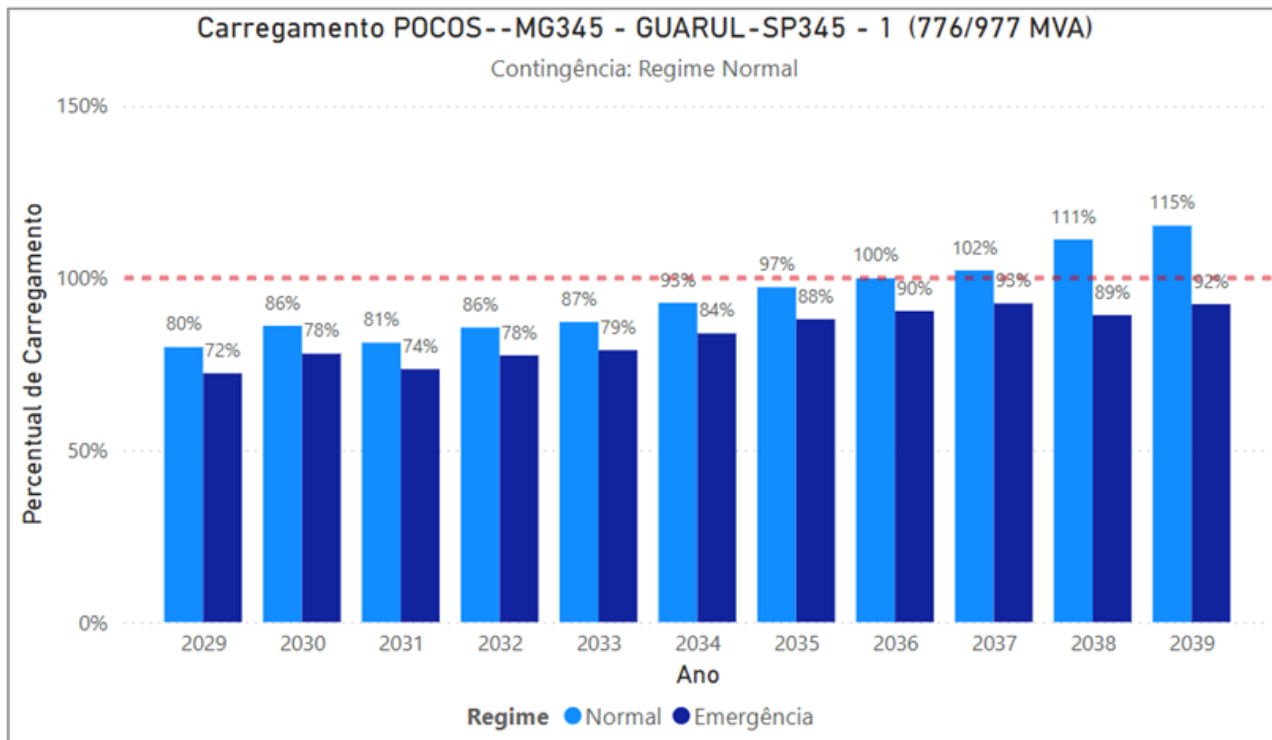


Figura 6-34 - Carregamento da LT 345 kV Poços – Guarulhos em regime normal e na pior contingência.

LT 345 kV Poços – Furnas C1 e C2

A Linha de Transmissão 345 kV Poços – Furnas C1 e C2 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2038. A Figura 6-35 apresenta o carregamento da LT 345 kV Poços – Furnas C1 no cenário 4.1 Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A sobrecarga na linha ocorre em regime normal a partir de 2038. Essa violação está em análise no Estudo de Atendimento à Região Central de São Paulo Parte 2.

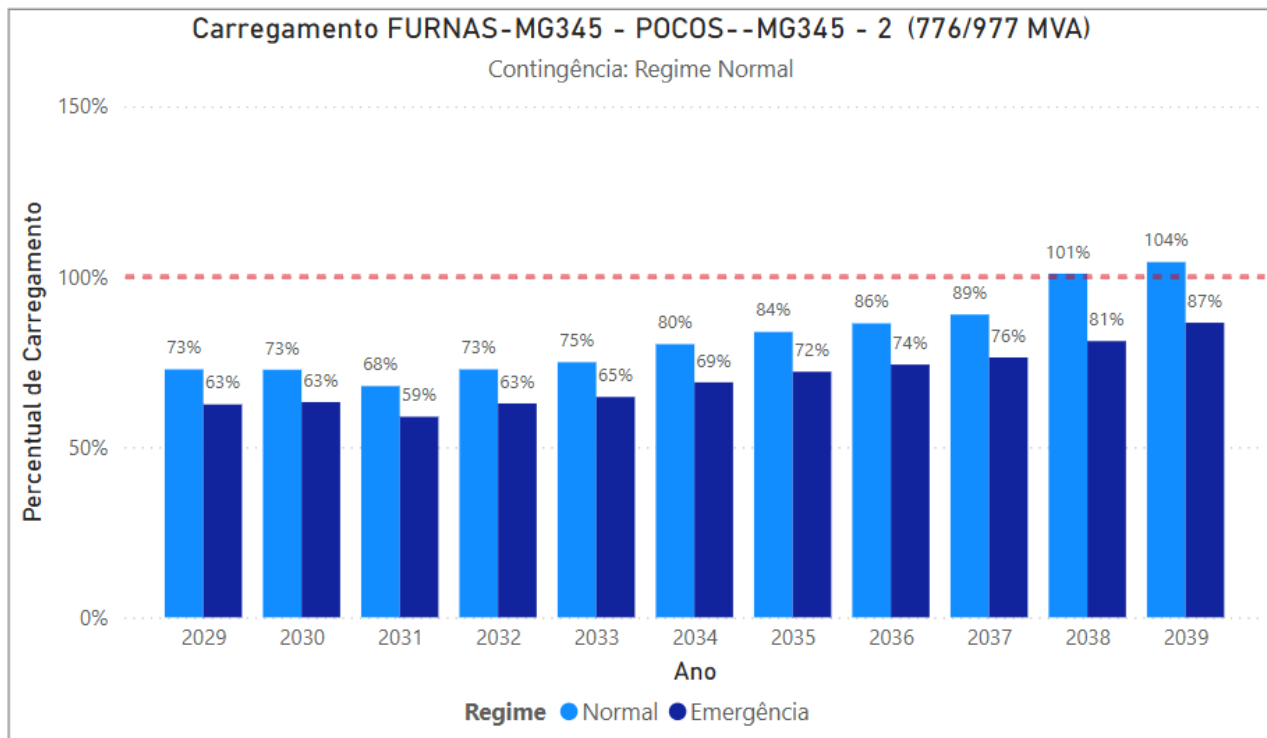


Figura 6-35 - Carregamento da LT 345 kV Poços – Furnas em regime normal e na pior contingência.

LT 230 kV Taubaté – Aparecida

A Linha de Transmissão 230 kV Taubaté – Aparecida apresenta sobrecargas a partir do ano de 2038. A Figura 6-36 apresenta o carregamento da LT 230 kV Taubaté – Aparecida no cenário 4 Carga Máxima Noturna Úmido. A contingência da LT 230 kV Aparecida – GV do Brasil provoca sobrecarga na linha a partir de 2038.

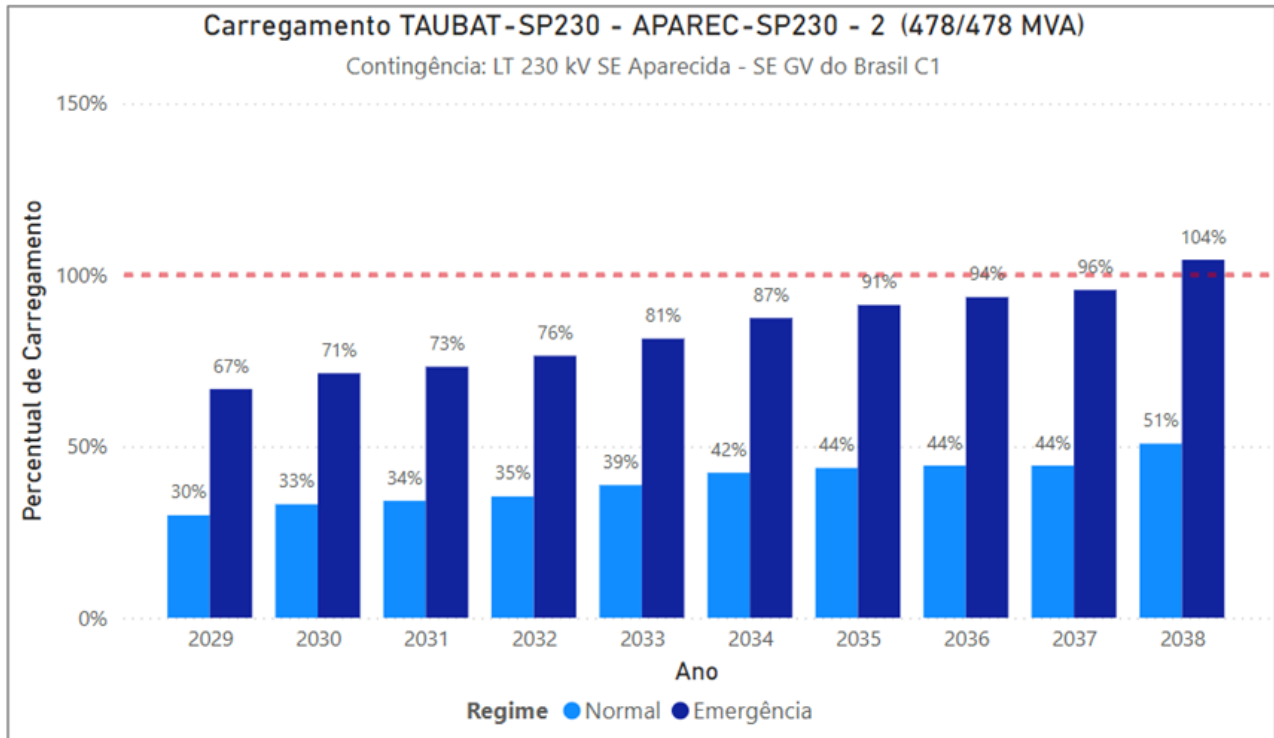


Figura 6-36 - Carregamento da LT 230 kV Taubaté – Aparecida em regime normal e na contingência da LT 230 kV Aparecida – GV do Brasil.

LT 345 kV Campinas – Guarulhos

A Linha de Transmissão 345 kV Campinas – Guarulhos apresenta sobrecargas a partir do ano de 2039. A Figura 6-37 apresenta o carregamento da LT 345 kV Campinas – Guarulhos no cenário 4 Carga Máxima Noturna Úmido. A sobrecarga na linha ocorre em regime normal a partir de 2039. Essa violação está em análise no Estudo de Atendimento à Região Central de São Paulo Parte 2.

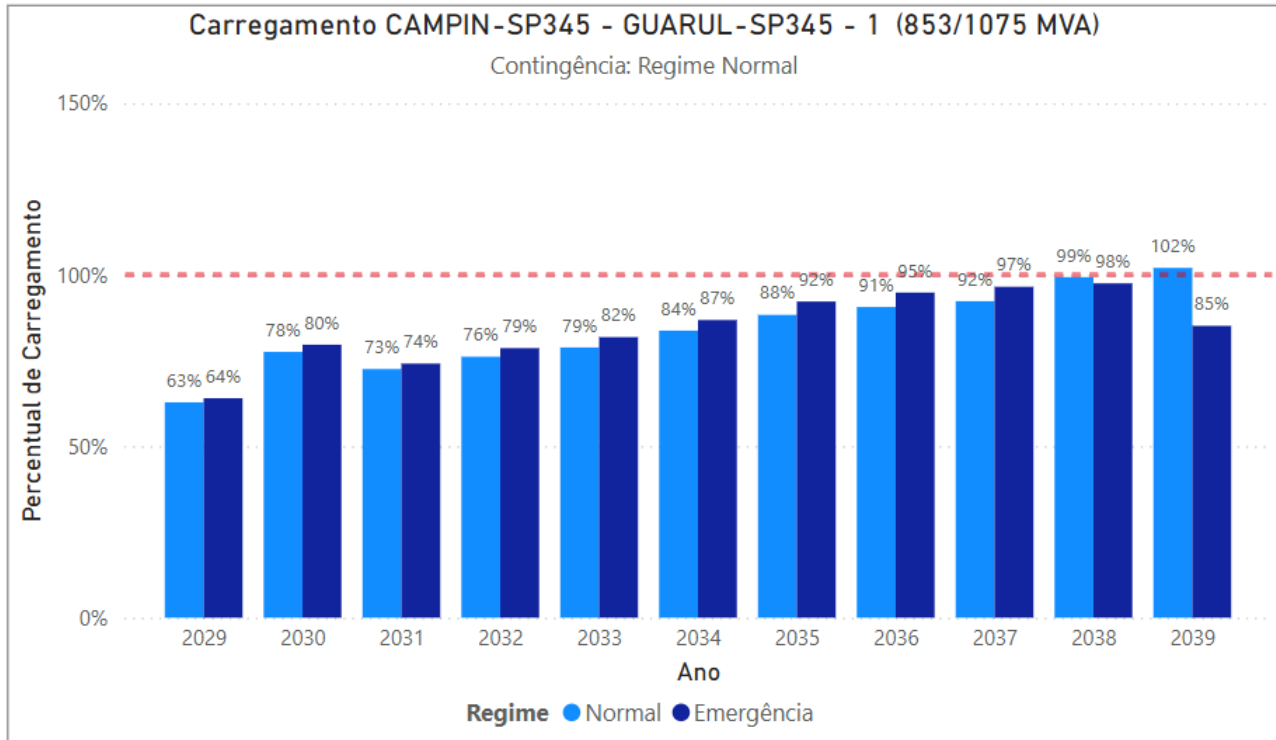


Figura 6-37 - Carregamento da LT 345 kV Campinas – Guarulhos em regime normal e na pior contingência.

LT 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente (Derivação) C1 e C2

A Linha de Transmissão 138 kV Alta Paulista – Presidente Prudente (Derivação) C1 e C2 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2029. A Figura 6-38 apresenta o carregamento da LT 138 kV Alta Paulista – P. Prudente no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A sobrecarga na linha ocorre em regime normal a partir de 2029. Essa violação será objeto de análise no Estudo de Atendimento das Demais Instalações de Transmissão Parte 3.

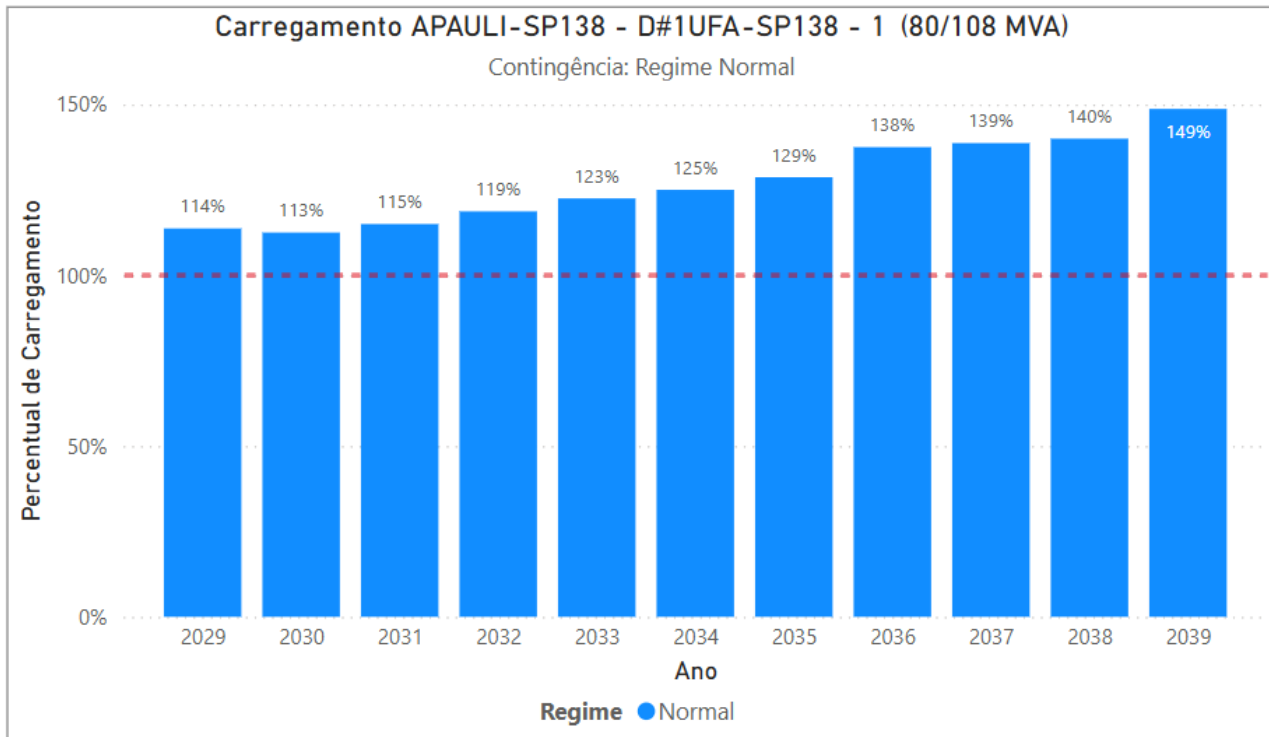


Figura 6-38 - Carregamento da LT 138 kV Alta Paulista – P. Prudente (Derivação) em regime normal.

LT 138 kV Borborema – Catanduva

A Linha de Transmissão 138 kV Borborema – Catanduva apresenta sobrecargas a partir do ano de 2029. A Figura 6-39 apresenta o carregamento da LT 138 kV Borborema – Catanduva no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A sobrecarga na linha ocorre em regime normal a partir de 2029. Essa violação será objeto de análise.

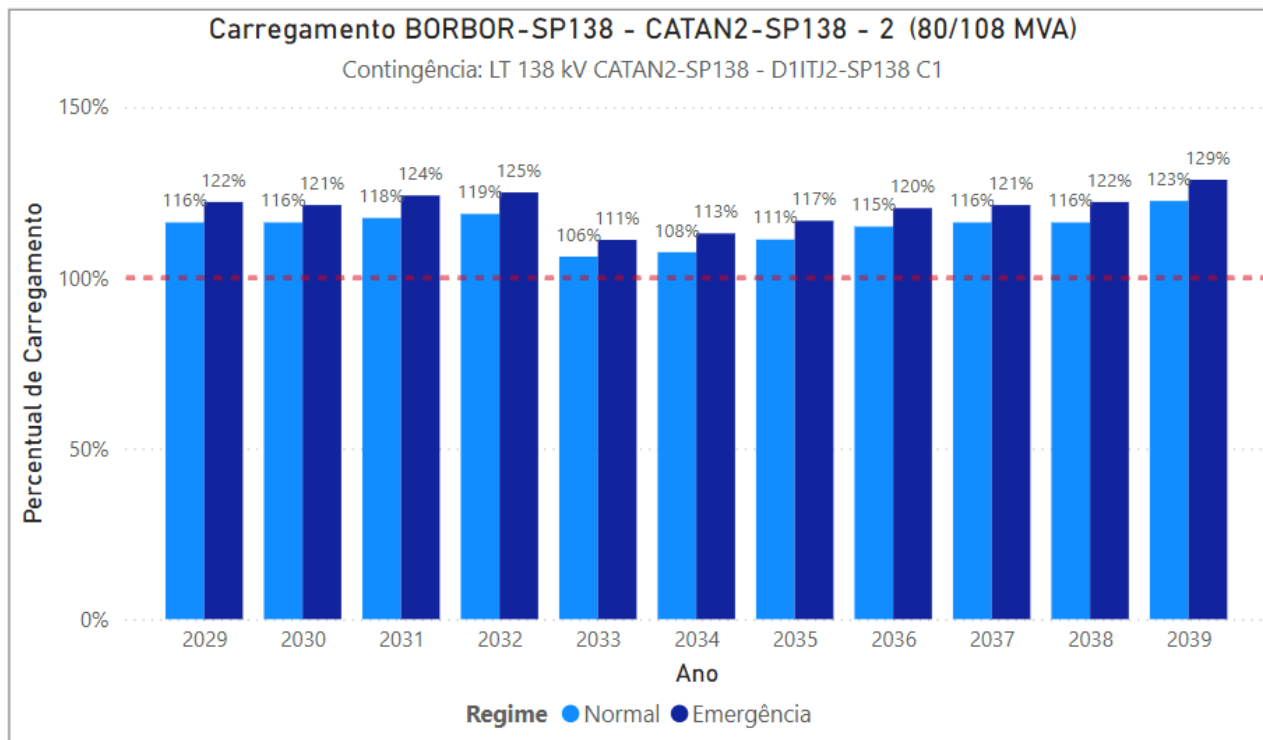


Figura 6-39 - Carregamento da LT 138 kV Borborema – Catanduva em regime normal e na contingência da LT 138 kV Catanduva – Itajobi (Derivação).

LT 138 kV Catanduva – Itajobi (Derivação)

A Linha de Transmissão 138 kV Catanduva – Itajobi (Derivação) apresenta sobrecargas a partir do ano de 2029. A Figura 6-40 apresenta o carregamento da LT 138 kV Catanduva – Itajobi no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A sobrecarga na linha ocorre em regime normal a partir de 2029. Essa violação será objeto de análise.

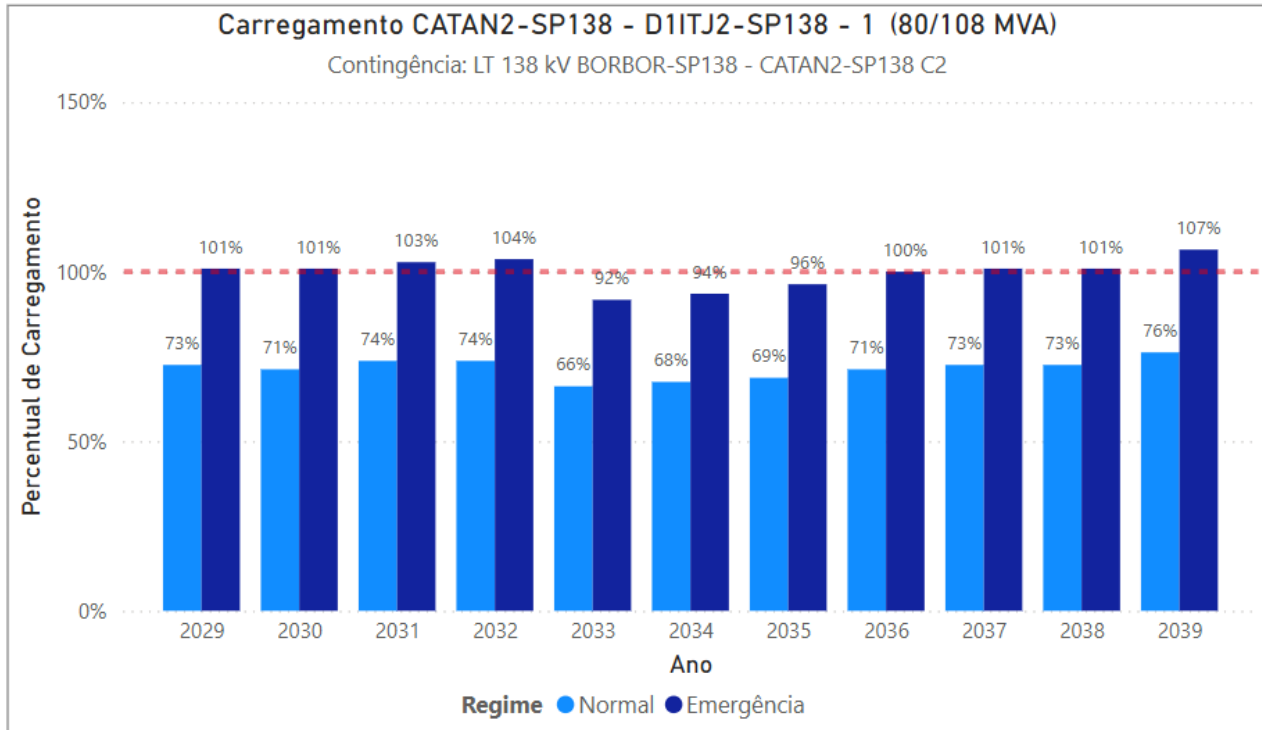


Figura 6-40 - Carregamento da LT 138 kV Catanduva – Itajobi (Derivação) em regime normal e na contingência da LT 138 kV Borborema – Catanduva.

LT 138 kV Mogi Mirim – Santo Antônio de Posse (Derivação 2)

A Linha de Transmissão 138 kV Mogi Mirim – Santo Antônio de Posse (2ª Derivação) apresenta sobrecargas a partir do ano de 2029. A Figura 6-41 apresenta o carregamento da LT 138 kV Mogi Mirim – S. A. Posse Deriv. 2 no cenário 6 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição de Despacho em Itaipu. A contingência da primeira derivação para S. A. Posse provoca sobrecarga na linha a partir de 2029. Essa está em análise no Estudo de DIT Parte 2.

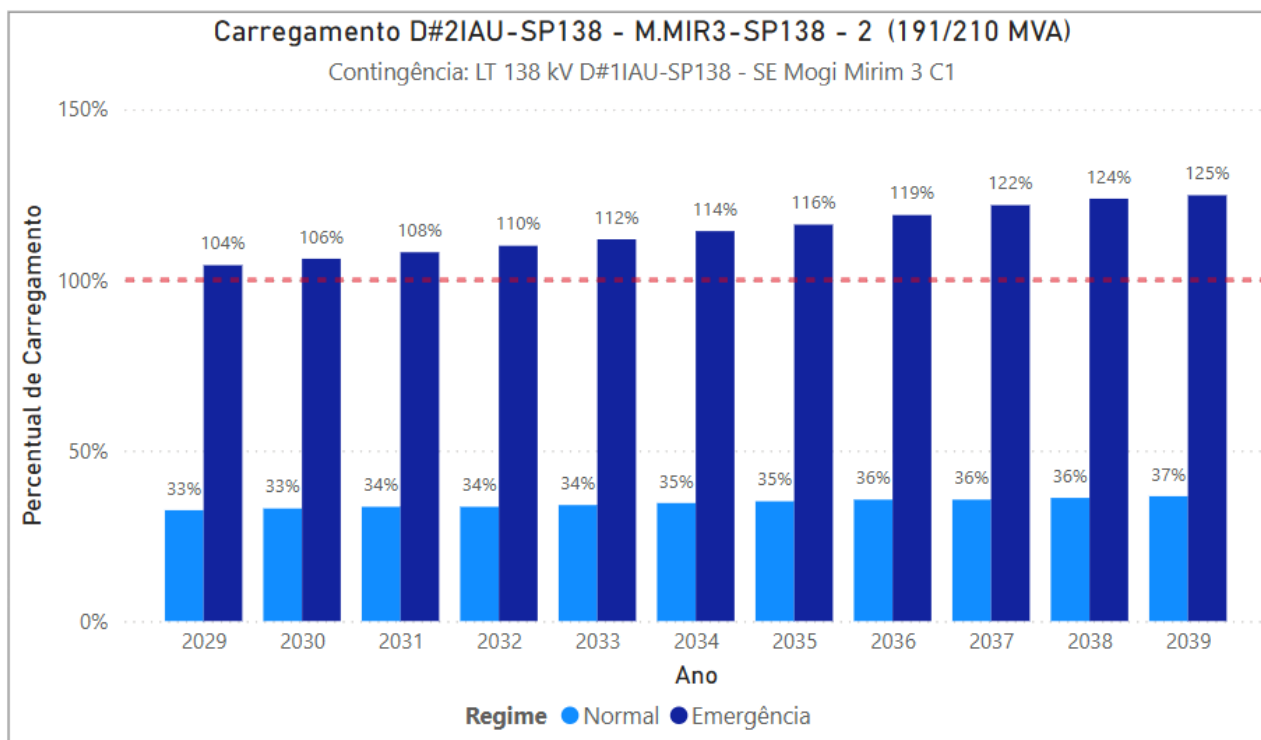


Figura 6-41 - Carregamento da LT 138 kV Mogi Mirim – Santo Antônio de Posse (Derivação 2) em regime normal e na contingência da LT 138 kV Mogi Mirim – Santo Antônio de Posse (Derivação 1).

LT 138 kV São João da Boa Vista – Poços de Caldas C1 e C2

A Linha de Transmissão 138 kV São João da Boa Vista – Poços de Caldas C1 e C2 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2029. A Figura 6-42 apresenta o carregamento da LT 138 kV S. J. Boa Vista – Poços de Caldas no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência da LT 138 kV S. J. Boa Vista – Poços de Caldas C2 provoca sobrecarga na linha a partir de 2029. A contingência no primeiro circuito provoca sobrecarga no mesmo ano. Essa violação está em análise no Estudo de DIT Parte 2.

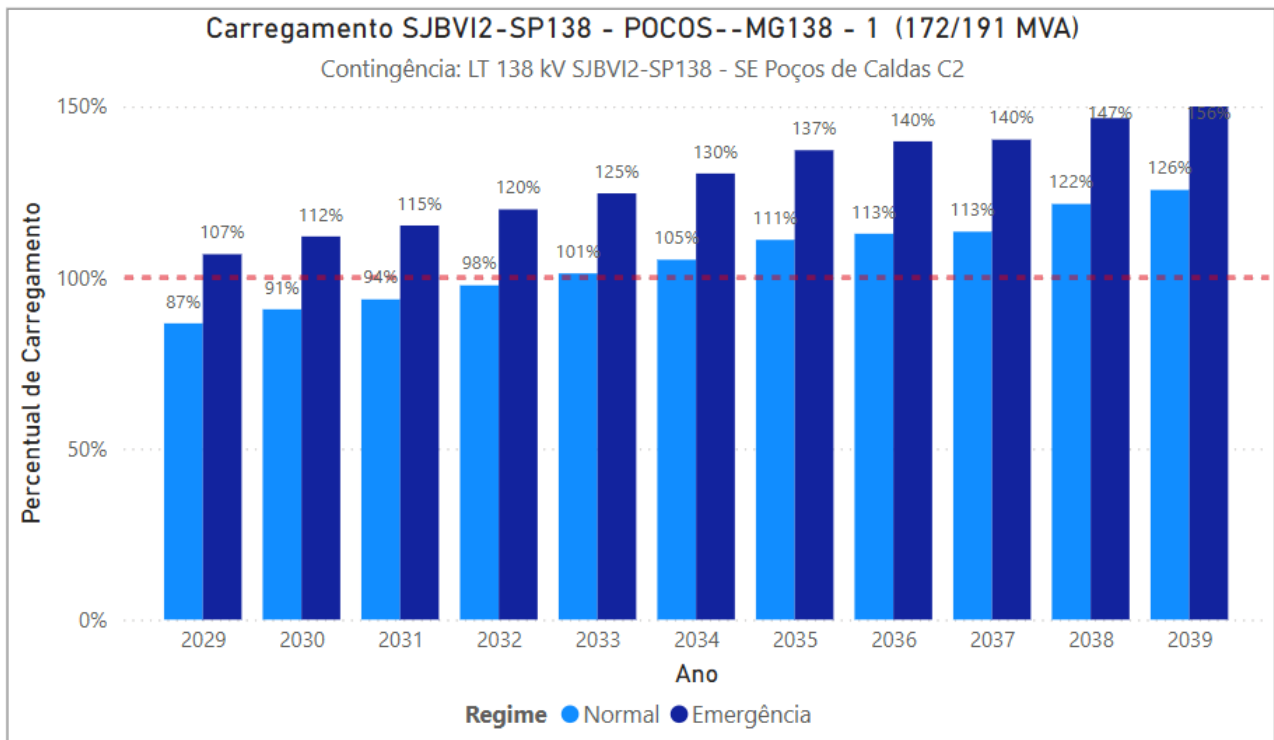


Figura 6-42 - Carregamento da LT 138 kV São João da Boa Vista – Poços de Caldas C1 em regime normal e na contingência da LT 138 kV São João da Boa Vista – Poços de Caldas C2.

LT 138 kV Mairiporã – Francisco Morato (1ª Derivação)

A Linha de Transmissão 138 kV Mairiporã – Francisco Morato (Derivação) C1 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2039. A Figura 6-43 apresenta o carregamento da LT 138 kV Mairiporã – Francisco Morato C1 no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A sobrecarga da linha ocorre em regime normal a partir de 2029. Essa violação está em análise no estudo das DIT Parte 2.

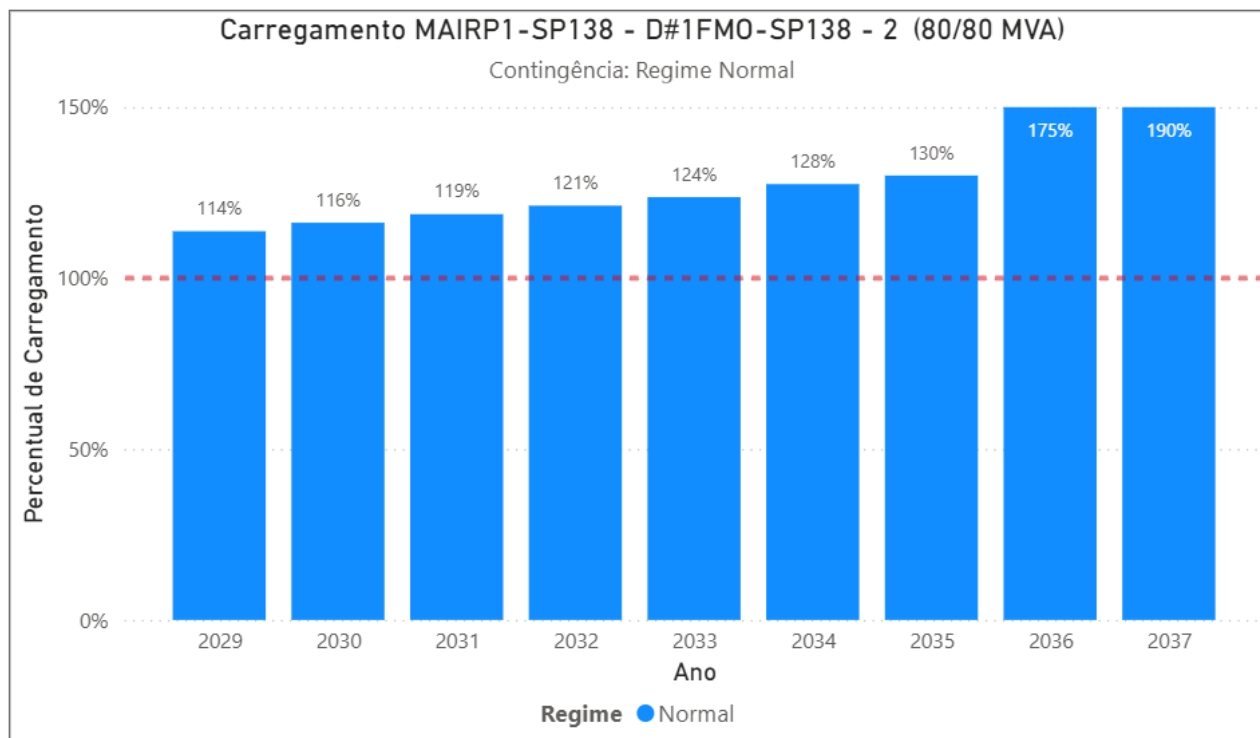


Figura 6-43 - Carregamento da LT 138 kV Mairiporã – Francisco Morato (1ª Derivação) em regime normal.

LT 138 kV Barra Bonita – Estância C1 e C2

A Linha de Transmissão 138 kV Barra Bonita – Estância C1 e C2 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2033. A Figura 6-44 apresenta o carregamento da LT 138 kV Barra Bonita – Estância C1 no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência da LT 138 kV Barra Bonita – Estância C2 provoca sobrecarga na linha a partir de 2033. A contingência no primeiro circuito provoca sobrecarga no mesmo ano. Essa violação será objeto de análise em estudo futuro.

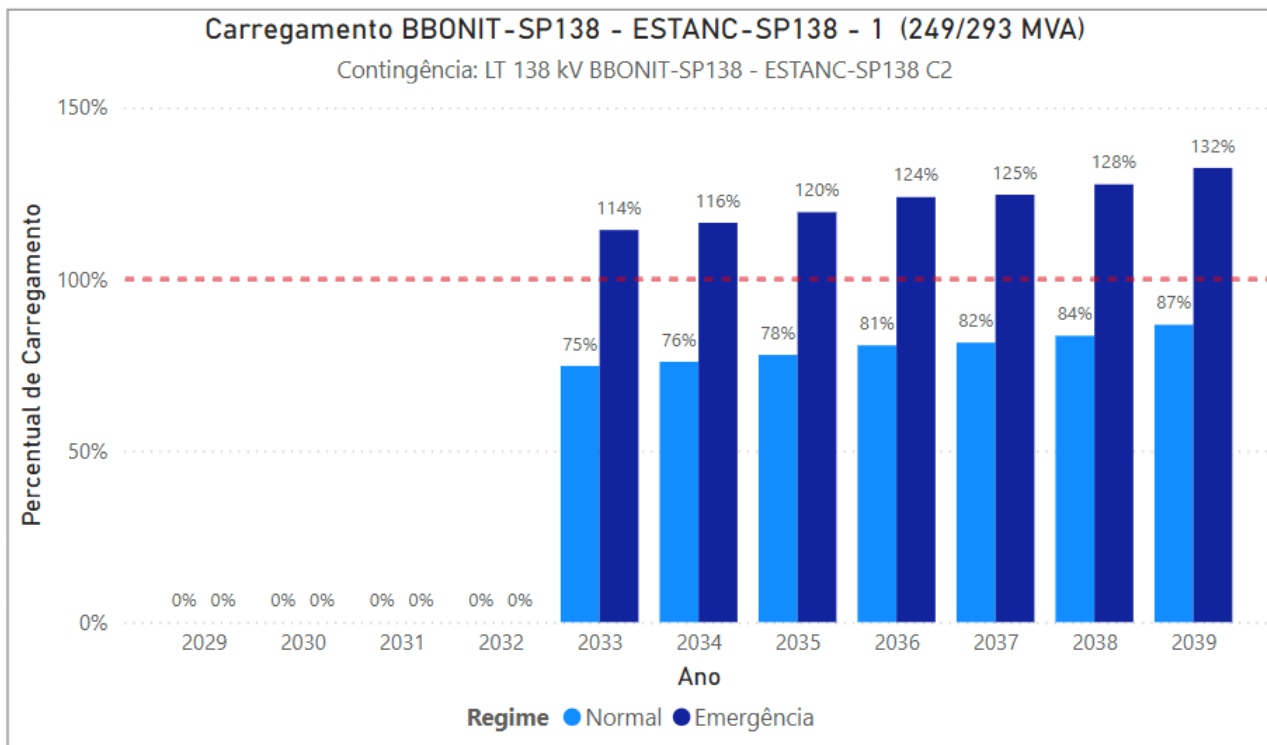


Figura 6-44 - Carregamento da LT 138 kV Barra Bonita – Estância C1, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Barra Bonita – Estância C2.

LT 138 kV Botucatu – Barra Bonita (Derivação) C1 e C2

A Linha de Transmissão 138 kV Botucatu – Barra Bonita (Derivação) C1 e C2 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2033. A Figura 6-45 apresenta o carregamento da LT 138 kV Botucatu – Barra Bonita C1 no cenário 4.1 Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência da LT 138 kV Botucatu – Barra Bonita C2 provoca sobrecarga na linha a partir de 2033. A contingência no primeiro circuito provoca sobrecarga no mesmo ano. Essa violação foi identificada como um efeito do seccionamento da LT Barra Bonita – Bariri para a SE Estância e será objeto de análise em estudo futuro.

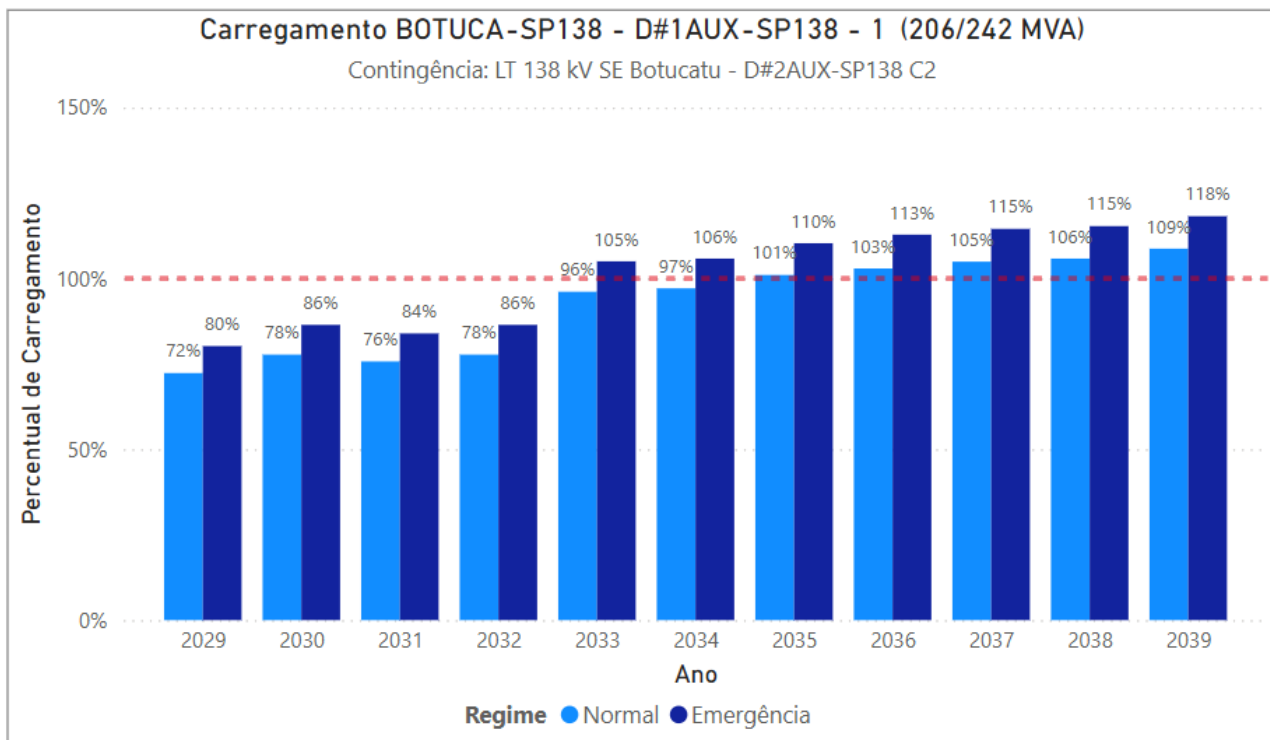


Figura 6-45 - Carregamento da LT Botucatu – Barra Bonita (Derivação) C1, em regime normal e na contingência da LT Botucatu – Barra Bonita C2.

LT 138 kV Água Azul – Mairiporã C1 e C2

A Linha de Transmissão 138 kV Água Azul – Mairiporã C1 e C2 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2034. A Figura 6-46 apresenta o carregamento da LT 138 kV Água Azul – Mairiporã C1 no cenário 4.1 Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência da LT 138 kV Água Azul – Mairiporã C2 provoca sobrecarga na linha a partir de 2034. Essa violação está em análise no estudo das DIT Parte 2.

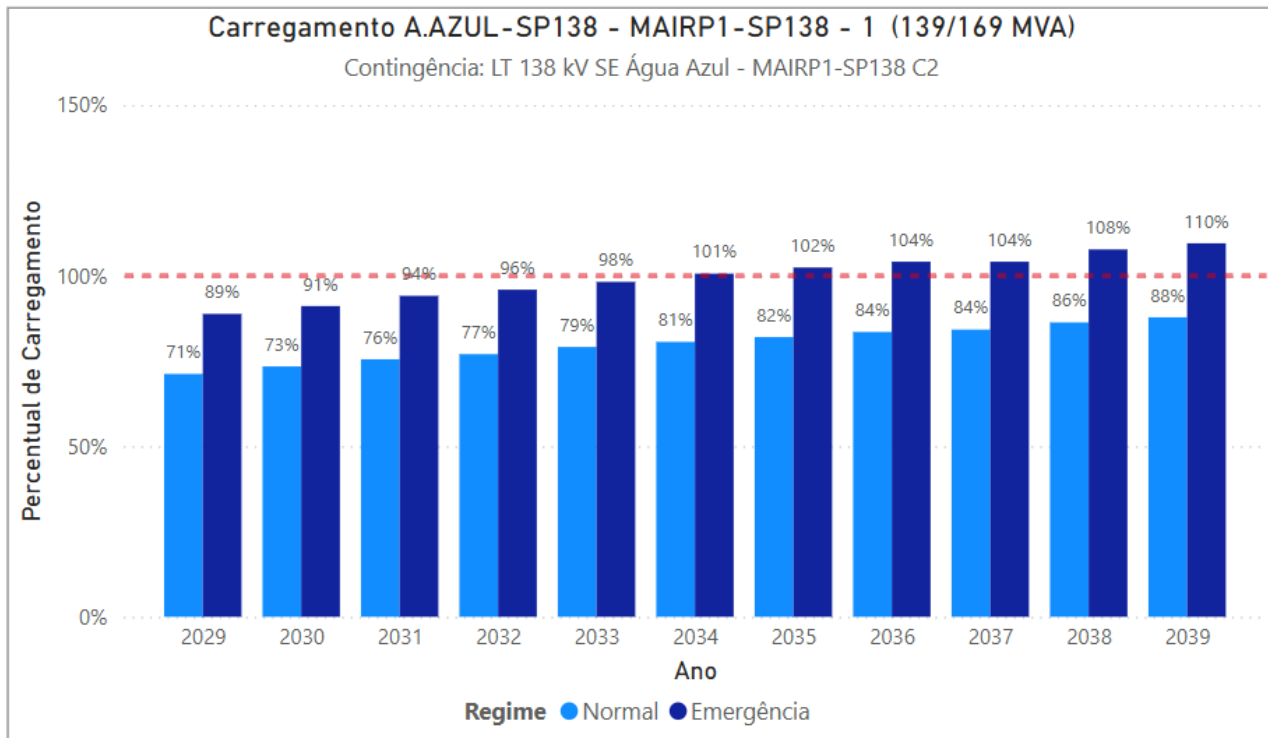


Figura 6-46 - Carregamento da LT 138 kV Água Azul – Mairiporã C1, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Água Azul – Mairiporã C2.

LT 138 kV Capão Bonito – Itapeva (Derivação) C1 e C2

A Linha de Transmissão 138 kV Capão Bonito – Itapeva (Derivação) C1 e C2 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2039. A Figura 6-47 apresenta o carregamento da LT 138 kV Capão Bonito – Itapeva C1 no cenário 4 Carga Máxima Noturna Úmido. A contingência da LT 138 kV Capão Bonito – Itapeva C2 provoca sobrecarga na linha a partir de 2039.

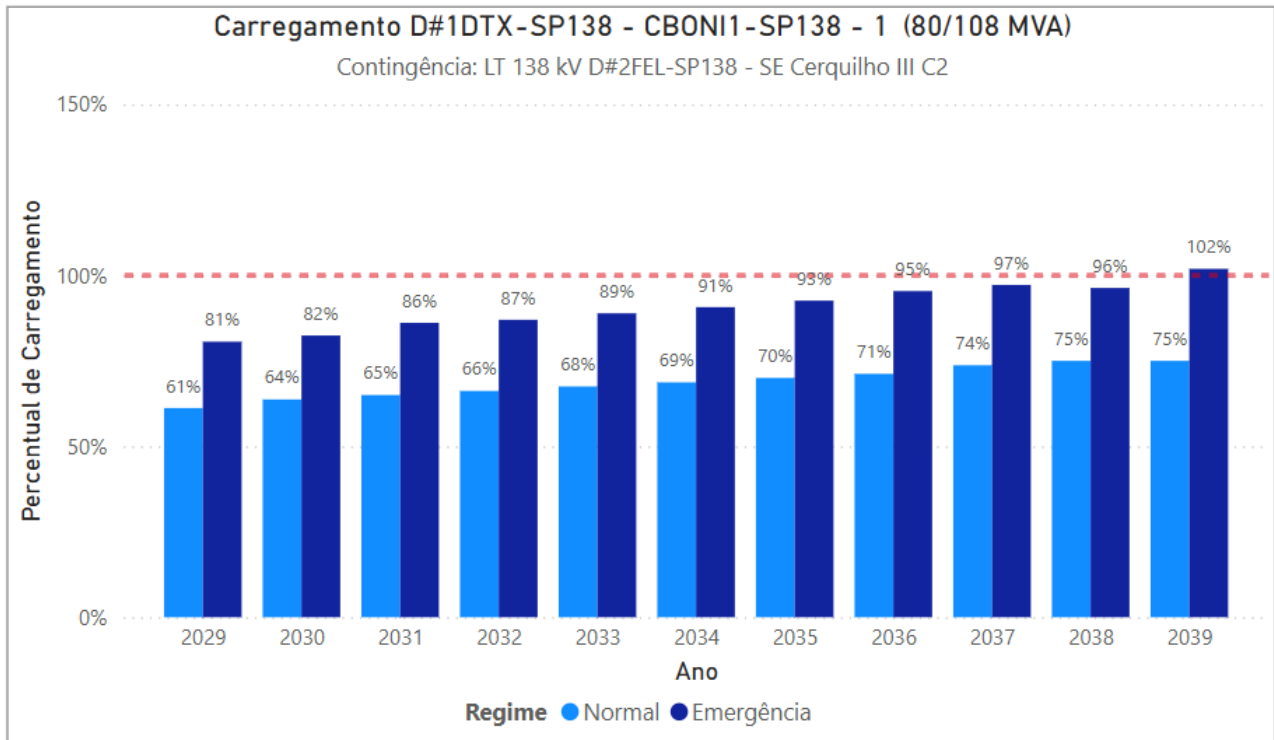


Figura 6-47 - Carregamento da LT 138 kV Capão Bonito – Itapeva (Derivação) C1 em regime normal e na contingência da LT 138 kV Capão Bonito – Itapeva C2.

LT 138 kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III

A Linha de Transmissão 138 kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III C1 e C2 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2039. A Figura 6-48 apresenta o carregamento da LT 138 kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III C1 no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência da LT 138 kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III C2 provoca sobrecarga na linha a partir de 2039. Essa violação está em análise no estudo das DIT Parte 2.

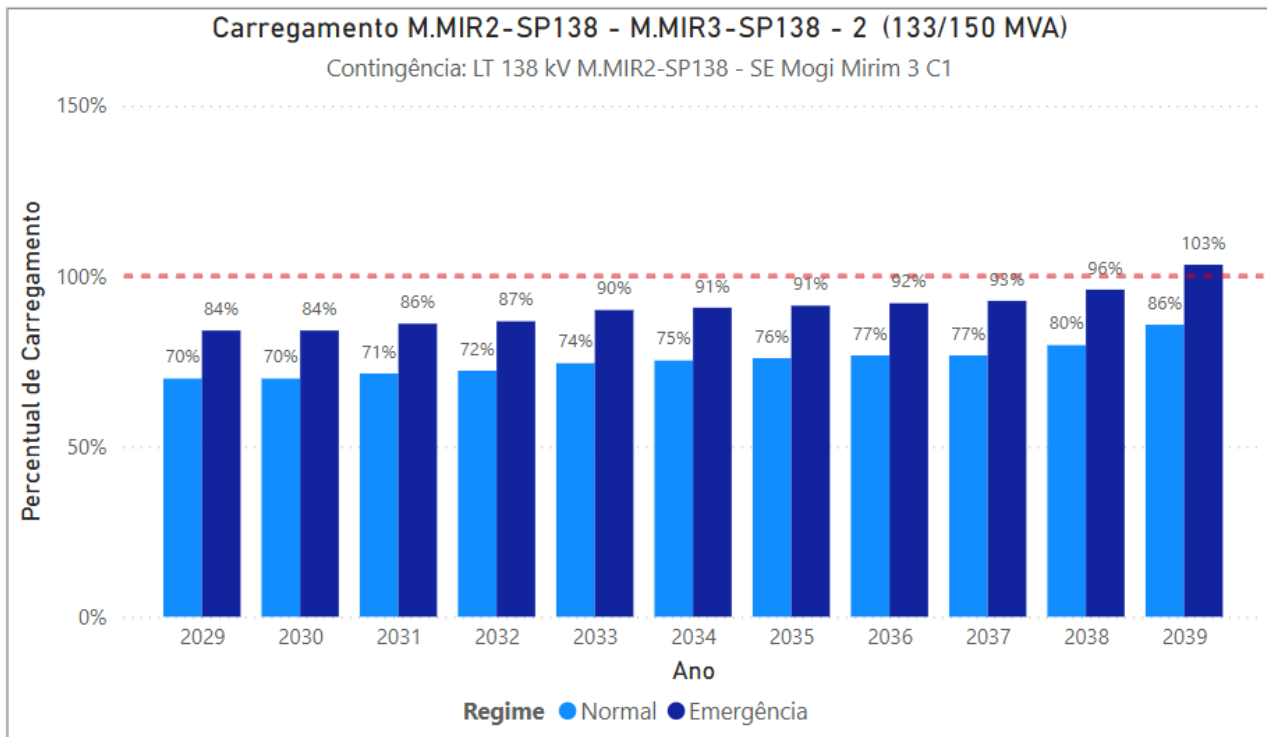


Figura 6-48 - Carregamento da LT 138 kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III C2, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Mogi Mirim II – Mogi Mirim III C1.

LT 138 kV Votuporanga – São José do Rio Preto (Derivação)

A Linha de Transmissão 138 kV Votuporanga – São José do Rio Preto (Derivação) C1 e C2 apresenta sobrecargas a partir do ano de 2039. A Figura 6-49 apresenta o carregamento da LT 138 kV Votuporanga – S. J. Rio Preto C1 no cenário 2.1 Carga Máxima Diurna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas. A contingência da LT 138 kV Votuporanga – S. J. Rio Preto C2 provoca sobrecarga na linha a partir de 2039.

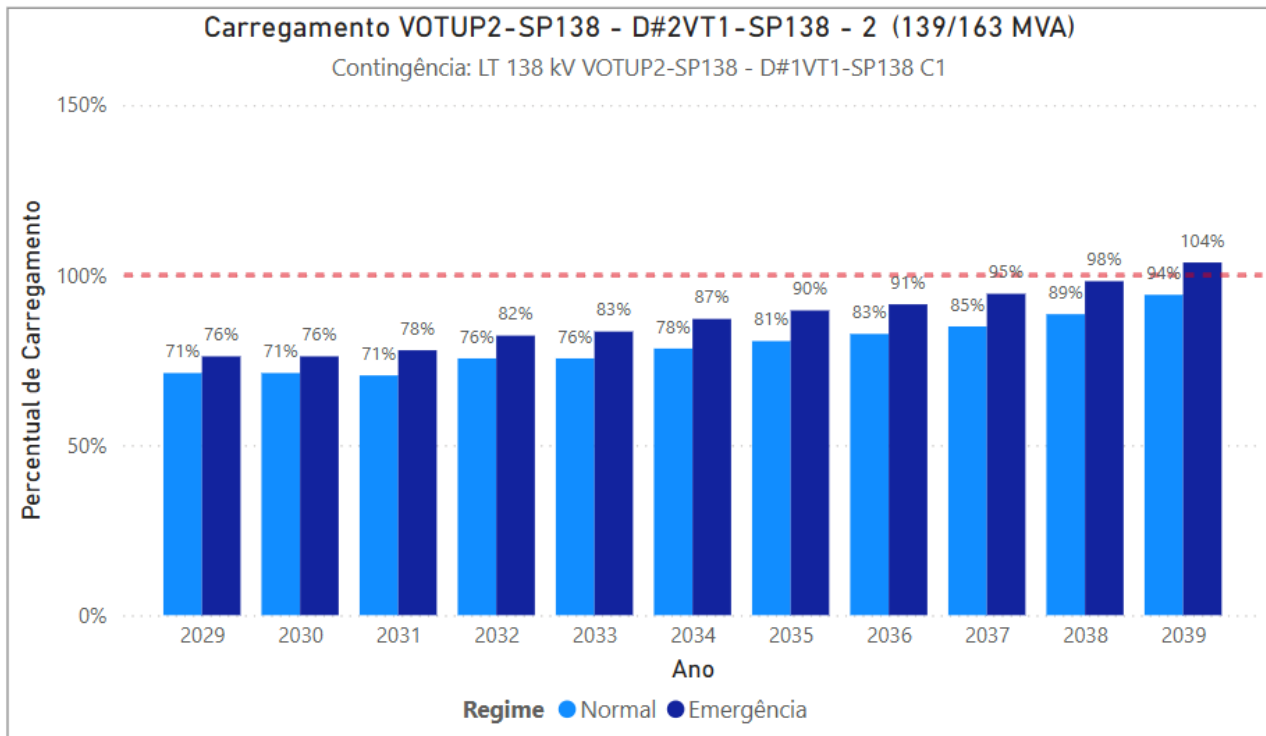


Figura 6-49 - Carregamento da LT 138 kV Votuporanga – São José do Rio Preto (Derivação) C2, em regime normal e na contingência da LT 138 kV Votuporanga – São José do Rio Preto C1.

6.2 Violações de tensão na Rede Básica

SE Salto 440 kV

O Barramento 440 kV da SE Salto sofre violação do limite mínimo de tensão em contingência de 0.9 pu a partir de 2036 no caso 2.1 MAX DIU UMIDO 20% na contingência da LT 440 kV Cabreúva - Salto C1.

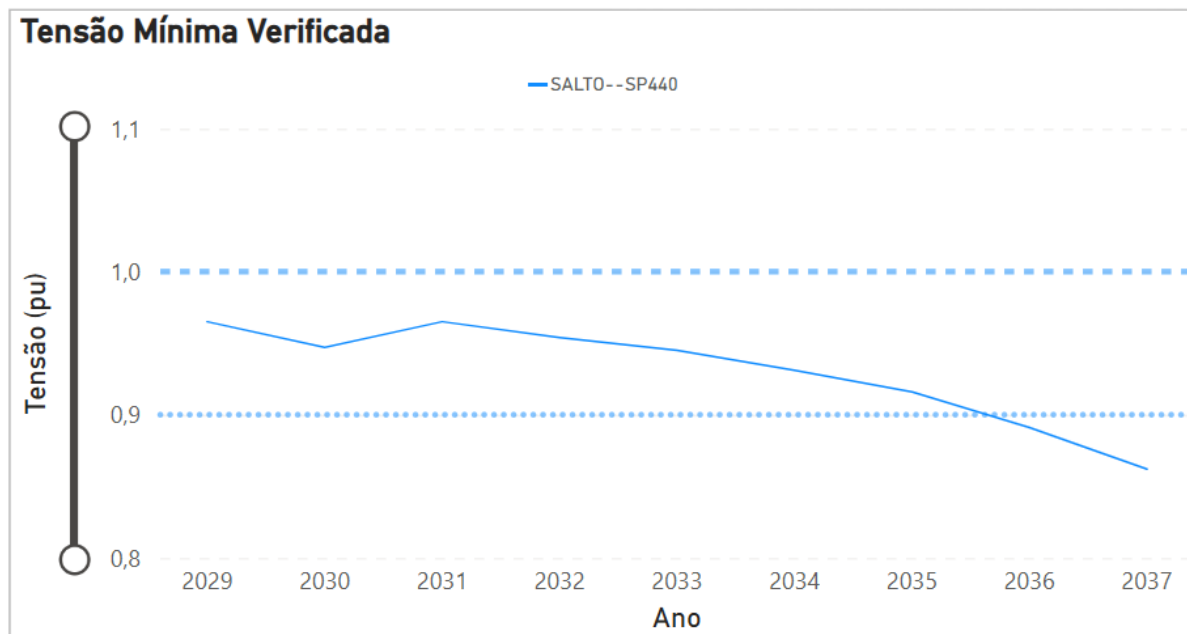


Figura 6-50 - Violação do limite mínimo de tensão do barramento 440 kV na SE Salto

SE Cabreúva 440 kV

O Barramento 440 kV da SE Cabreúva tem violação do limite mínimo de tensão em contingência de 0.9 pu a partir de 2036 no caso 1 MAX DIU SECO na contingência da LT 440 kV Bom Jardim - Cabreúva C1.

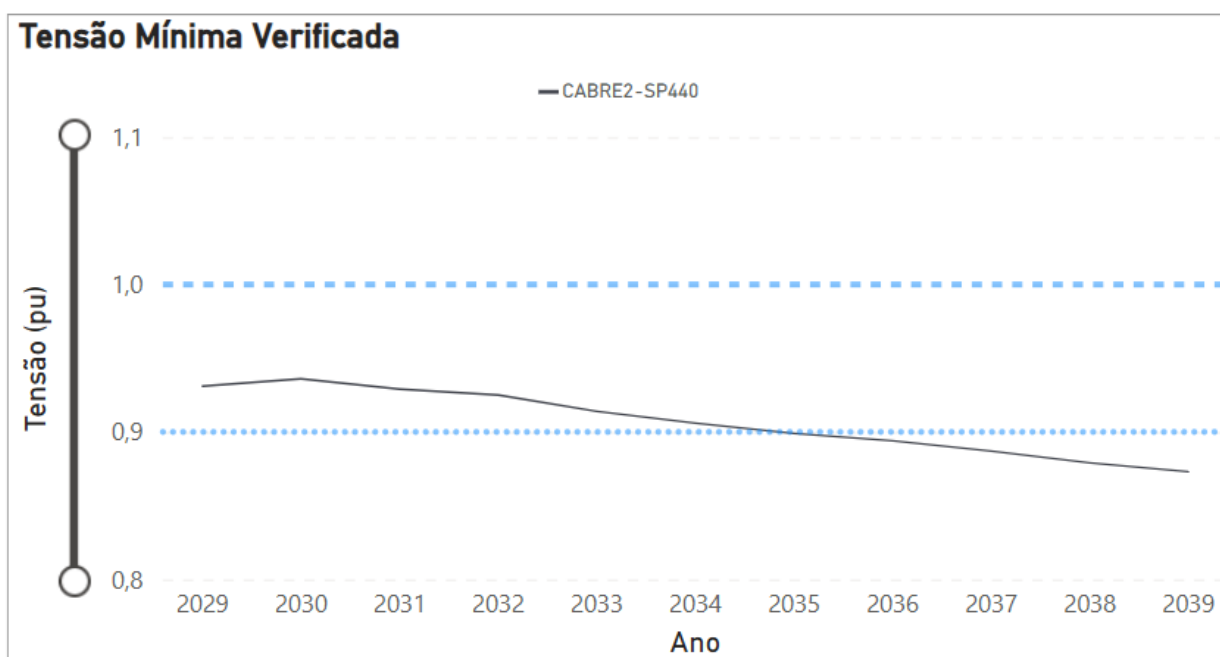


Figura 6-51 - Violação do limite mínimo de tensão do barramento 440 kV na SE Cabreúva

SE Nilo Peçanha (ou Santa Cabeça) 230 kV

O Barramento 230 kV da SE Nilo Peçanha tem violação do limite máximo de tensão em contingência de 1.05 pu a partir de 2029 em todos os cenários na contingência da LT 230 kV Santa Cabeça - Nilo Peçanha C1.

Sistema 345 kV

Foi identificado um leve aumento de tensão no sistema 345 kV. No 4.1 cenário de Carga Máxima Noturna Úmido com Restrição nas Usinas Hidrelétricas a tensão ultrapassa o limite máximo de 1.05 pu no final do horizonte de estudo nas subestações SE Centro, SE Embu Guaçu, SE Guarulhos, SE Ibiúna, SE Interlagos, SE Leste, SE Miguel Reale, SE SCAETA, SE Sul e SE Tijuco Preto.

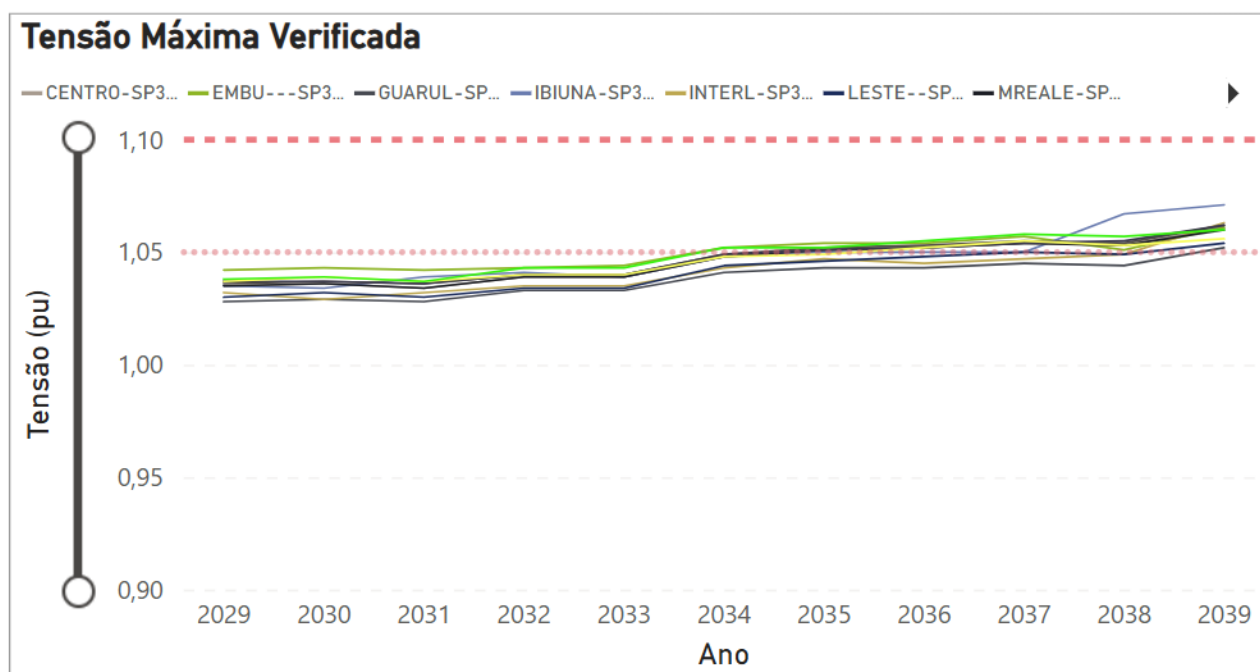


Figura 6-52 - Sobretensão no sistema de 345 kV no final do horizonte de estudo

Sistema 500 kV

Não foram identificadas violações de tensão no sistema de 500 kV.

7 ANEXOS

7.1 Anexo I - Empreendimentos Planejados

A tabela a seguir apresenta o conjunto de empreendimentos de transmissão localizados no estado de São Paulo, que influenciam diretamente o desempenho elétrico de seu sistema, e que estão representados nos casos base do Plano Decenal 2034.

Expansão no Estado de São Paulo

Tabela 7-1 - Expansão da transmissão planejada para o estado de São Paulo

Empreendimento	Itens de obra	Data de Necessidade Anterior	Data de Necessidade Atualizada
LT 440 kV Araras - Araraquara, C1 e C2 (CS)	EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM // SE Araras EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM // SE Araraquara	2028	2028
LT 440 kV Araraquara - Piracicaba, C1	EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM // SE Piracicaba	2028	2028
LT 440 kV Piracicaba - Santa Bárbara D'Oeste, C1	EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM // SE Piracicaba EL (Entrada de Linha) 440 kV, Arranjo DJM // SE Santa Bárbara D'oeste	2028	2028
SE 440/138 kV Bom Jardim	2° TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2028	2028
SE 345/138 kV Atibaia II ¹	2° ATF 345/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ	2028	2028
SE 230/138 kV Capão Bonito	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, (9+1R) x 50 MVA 1Φ (150)	2028	2028
SE 230/88 kV Santa Cabeça	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, (9+1R) x 100 MVA 1Φ	2030	2028
LT 230 kV Itararé II - Avaré Nova, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 145 km	2029	2029
SE 440/230 kV Cabreúva ²	4º ATF 440/230 kV, 3 x 250 MVA 1Φ	2037	2029
SECC LT 500 kV Estreito - Fernão Dias, C1 (CD), na SE Nova Extrema	Circuito Duplo 500 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 33 km Reator de Linha Fixo 500 kV, (3+1R) x 60 MVar 1Φ	2030	2030
SE 500/440/230 kV Taubaté	1º ATF 500/440 kV, 3 x 400 MVA 1Φ	2030	2030

¹ Obra antecipada pelos estudos para o atendimento de carga de Data Centers

² Obra antecipada pelos estudos para o atendimento de carga de Data Centers.

SE 440/138 kV Piracicaba ³	3º TF 440/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2037	2030
SE 500/345 kV Santana	1º, 2º e 3º ATF 500/345 kV, (9+1R) x 500 MVA 1Φ	2033	2033
SECC LT 345 kV Tijuco Preto - Leste, C1 e C2 (CD), na SE Tijuco Preto 2	Circuito Duplo 345 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 2 km	2033	2033
SE 500/138 kV Morro Agudo	3º TF 500/138 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2030	2032
SE 345/88 kV Nordeste	4º TF 345/88 kV, 3 x 133 MVA 1Φ	2035	2033
SE 345/230/88 kV Itapeti	3º TF 345/138 kV, 3 x 133,33 MVA 1Φ	2030	2036
SE 230/88 kV Salto Grande	3º TF 230/88 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2037	2039
SE 500/345/138 kV Campinas	3º ATF 500/345 kV, 3 x 187 MVA 1Φ	2037	2039
LT 345 kV Interlagos - Piratininga II, C3 e C4 (CD)	Circuito Duplo 345 kV, 3 x 954 MCM (Rail), 0,76 km (reconstrução)	2030	2039
SE 440/138 kV Araraquara	4º TF 440/138 kV, 3 x 100 MVA 1Φ	2028	2039

³ Obra antecipada pelos estudos para o atendimento de carga de Data Centers.

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*.
- [4] EPE, “EPE-DEE-NT-038/2024-rev1 - Atendimento à região de Campinas, Bom Jardim e Itatiba Parte 1”, 2025.