



RELATÓRIO

**DIAGNÓSTICO REGIONAL
PDE 2033**

**VOLUME III – GET CENTRO-
OESTE**

**ACRE
DISTRITO FEDERAL
GOIÁS
MATO GROSSO
RONDÔNIA**

SETEMBRO DE 2024

■ Colaboradores

RELATÓRIO

EPE-DEE-RE-024/2024-REV0

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Lucas Simões de Oliveira

Equipe Técnica

Armando Leite Fernandes

Bruno Cesar Mota Maçada

Davi Jose Alvarez Magalhaes

Joao Mauricio Caruso

Marcelo Luiz de Carvalho Moura Moreira

Tiago Veiga Madureira

Thiago Lima Soares Mourão (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 2027-2038, 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
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



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

-

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

SUMÁRIO

SUMÁRIO	5
LISTA DE FIGURAS	6
LISTA DE TABELAS	8
1 INTRODUÇÃO	9
2 CONCLUSÕES	10
3 RECOMENDAÇÕES	12
3.1 Acre	12
3.2 Rondônia	12
3.3 Mato Grosso	12
3.4 Goiás	12
3.5 Distrito Federal	13
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	14
4.1 Evolução da Expansão do Mercado	14
4.1.1 Acre	19
4.1.2 Rondônia	20
4.1.3 Mato Grosso	21
4.1.4 Goiás	22
4.1.5 Distrito Federal	23
4.2 Evolução da Expansão da Geração	24
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão	25
5 CENÁRIOS ANALISADOS	27
5.1 Acre, Rondônia e Mato Grosso	27
5.1.1 Cenário 1: Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Leve – região de Rondônia	28
5.1.2 Cenário 2: Norte Importador (Norte Seco) – Carga Pesada – todas as regiões	29
5.1.3 Cenário 3: Norte Importador (Norte Seco) – Carga Leve – macrorregiões de Mato Grosso	30
5.1.4 Cenário 4: Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Média – todas as regiões	31
5.2 Goiás e Distrito Federal	32
5.2.1 Cenário de Carga Média Norte Úmido (MNU)	33
5.2.2 Cenário de Carga Pesada Norte Úmido (PNU)	34
5.2.3 Cenário de Carga Média Norte Seco (MNS)	35
5.2.4 Cenário de Carga Pesada Norte Seco (PNS)	36
6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA ACRE RONDÔNIA E MATO GROSSO	37
6.1 Estado do Acre	37
6.1.1 Desempenho das Linhas de Transmissão	37
6.1.2 Desempenho dos Transformadores de Fronteira	37
6.2 Estado de Rondônia	38
6.2.1 Desempenho das Linhas de Transmissão	38
6.2.2 Desempenho dos Transformadores de Rede Básica de Fronteira	41
6.2.3 Planejamento do sistema elétrico para a SE de Porto Velho	42
6.3 Estado do Mato Grosso	44
6.3.1 Desempenho das Linhas de Transmissão	44
6.3.2 Desempenho dos Transformadores da Rede Básica e Fronteira	46
6.4 Casos não convergentes	59
6.5 Contingências Duplas no Sistema Acre, Rondônia e Mato Grosso	60
6.5.1 LT 230kV Porto Velho – Samuel	60
6.5.2 LT 230kV Vilhena – Jauru	61
6.5.3 Casos não convergentes	61
7 DIAGNÓSTICO DO ESTADO DE GOIÁS/ DISTRITO FEDERAL	64
7.1 Desempenho das Linhas de Transmissão	64
7.2 Desempenho dos Transformadores da Rede Básica e Fronteira	66
8 REFERÊNCIAS	70

LISTA DE FIGURAS

Figura 4-1 – Rede Básica dos Estados do Acre, Rondônia, Mato Grosso e Goiás (Distrito Federal)	14
Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado do Acre.....	19
Figura 4-3 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado de Rondônia.....	20
Figura 4-4 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado do Mato Grosso	21
Figura 4-5 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado de Goiás	22
Figura 4-6 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o Distrito Federal	23
Figura 4-7 – Mapa geológico dos estados do Acre e Rondônia.....	25
Figura 4-8 - Mapa geológico do estado do Mato Grosso	25
Figura 4-9 - Mapa geológico do estado de Goiás e Distrito Federal	26
Figura 5-1 – Mapa geológico do estado de Goiás e do Distrito Federal.....	32
Figura 5-2 - Fluxo na interligação Norte-Sul ao longo do horizonte analisado.....	33
Figura 5-3 - Fluxo na interligação Norte-Sul ao longo do horizonte analisado.....	34
Figura 5-4 - Fluxo na interligação Nordeste-Sudeste ao longo do horizonte analisado	35
Figura 5-6 - Fluxo na interligação Nordeste-Sudeste ao longo do horizonte analisado	36
Figura 6-1 - Carregamentos nos transformadores de Cruzeiro do Sul 230/69kV – Regime Normal e Contingências - PNS	37
Figura 6-2 - Carregamentos nos transformadores de Rio Branco 230/69kV – Regime Normal e Contingências - MNU ..	38
Figura 6-3 - LT Vilhena / Jauru 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - PNS	38
Figura 6-4 - LT Pimenta Bueno / Vilhena C1 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - PNS.....	39
Figura 6-5 - - LT Pimenta Bueno / Vilhena C2 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - PNS	39
Figura 6-6 - LT Pimenta Bueno / Vilhena C3 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - PNS.....	40
Figura 6-7 - LT Porto Velho / Samuel 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - LNU	40
Figura 6-8 - Carregamentos nos transformadores de Pimenta Bueno 230/138kV – Regime Normal e Contingências - PNS.....	41
Figura 6-9 - Carregamentos nos transformadores de Abunã 230/138kV – Regime Normal e Contingências - PNS	42
Figura 6-10 - Carregamentos nos transformadores de Porto Velho 230/69kV – Regime Normal e Contingências - PNS	43
Figura 6-11 Carregamentos nos transformadores de Coletora Porto Velho 230/69kV – Regime Normal e Contingências - PNS -	43
Figura 6-12 – Capacitor Série da LT Barra do Peixe / Rio Verde 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - PNS	44
Figura 6-13 - LT Sinop / UTE Sorriso 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Sinop / Sorriso 230kV - PNS.....	45
Figura 6-14 - LT Sorriso / UTE Sorriso 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Sinop / Sorriso 230kV - PNS.....	45
Figura 6-15 - Carregamento no transformador de Jauru 500/230kV – Regime Normal e Contingências - PNS.....	46
Figura 6-16 - Carregamento no transformador de Jauru 500/230kV – Regime Normal e Contingências – LNU	47
Figura 6-17 - Carregamento no transformador de Ribeirãozinho 500/230kV – Regime Normal e Contingência - PNS...	47
Figura 6-18 - Carregamentos nos transformadores de Sinop 500/230kV – Regime Normal e Contingências - PNS.....	48
Figura 6-19 - Carregamento no transformador de Brasnorte 230/138kV – Regime Normal e Contingência - PNS.....	49
Figura 6-20 - Perfil de tensão de Brasnorte 138kV sob contingência da transformação 230/138kV Juína - PNS	49
Figura 6-21 - Perfil de tensão de Brasnorte 138kV sob contingência da transformação 230/138kV Brasnorte - PNS.....	50
Figura 6-22 - Carregamento no transformador de Juína 230/138kV – Regime Normal e Contingência – PNS.....	50
Figura 6-23 - Perfil de tensão de Juína 138kV em Regime Normal - PNS	51
Figura 6-24 - Carregamentos nos transformadores de Jauru 230/138kV – Regime Normal e Contingências - MNU	51
Figura 6-25 - Carregamentos nos transformadores de Jauru 230/138kV – Regime Normal e Contingências - PNS.....	52
Figura 6-26 - Carregamentos nos transformadores de Nova Mutum 230/69kV – Regime Normal e Contingências – LNS	52
Figura 6-27 - Carregamentos nos transformadores de Nova Mutum 230/69kV – Regime Normal e Contingências – PNS	53
Figura 6-28 - Carregamentos nos transformadores de Nobres 230/138kV – Regime Normal e Contingências - PNS	53
Figura 6-29 - Carregamentos nos transformadores de Nobres 230/138kV – Regime Normal e Contingências - LNS.....	54
Figura 6-30 - Carregamento no transformador 100/102MVA de Rondonópolis 230/138kV – Regime Normal e Contingências - LNS	55
Figura 6-31 - Carregamento no transformador 100/120MVA de Rondonópolis 230/138kV – Regime Normal e Contingências - LNS	56
Figura 6-32 - Carregamento no transformador 150/180MVA de Rondonópolis 230/138kV – Regime Normal e Contingências - LNS	56
Figura 6-33 - Carregamento no transformador 100/102MVA de Rondonópolis 230/138kV – Regime Normal e Contingências - PNS.....	57
Figura 6-34 - Carregamentos nos transformadores de Sorriso 230/69kV – Regime Normal e Contingências - LNS.....	57
Figura 6-35 - Carregamentos nos transformadores de Sorriso 230/69kV – Regime Normal e Contingências - PNS.....	58
Figura 6-36 – Tensão Cuiabá 500kV na contingência da LT 500kV Cuiabá – Ribeirãozinho, casos divergentes	59
Figura 6-37 - LT Porto Velho / Samuel 230 kV – Regime Normal e Perda Dupla das LTs Paralelas - PNS	60

Figura 6-38 - LT Vilhena/ Jauru 230 kV – Regime Normal e Perda Dupla das LTs Paralelas - LNU.....	61
Figura 6-39 - Carregamento no transformador de Brasnorte 230/138kV – Regime Normal - MNU.....	62
Figura 6-40 - Carregamento no transformador de Nova Mutum 230/69kV – Regime Normal e Perda Dupla das LTs que interligam Brasnorte - PNS	62
Figura 6-41 - LT Vilhena/ Jauru 230 kV – Regime Normal - PNS.....	63
Figura 11-1 - Carregamentos na LT 230kV Brasília Sul – Pirineus – Regime Normal e Contingências – MNU50	64
Figura 11-2 - Carregamentos no capacitor série 500kV Rio das Éguas - Luziânia – Regime Normal e Contingências – MNS	65
Figura 11-3 - Carregamentos na LT 230kV Barro Alto - Niquelândia – Regime Normal e Contingências – PNU50.....	66
Figura 11-4 - Carregamentos no transformador 230/69kV Águas Lindas – Regime Normal e Contingências – PNU e PNS	66
Figura 11-5 - Carregamentos no transformador 345/138kV Corumbá – Regime Normal e Contingências – PNU	67
Figura 11-6 - Carregamentos no transformador 230/69kV Itapaci – Regime Normal e Contingências – PNU50	68
Figura 11-7 - Carregamentos no transformador 230/138kV Itapaci – Regime Normal e Contingências – PNU50	68
Figura 11-8 - Carregamentos no transformador 500/230kV Serra da Mesa – Regime Normal e Contingências – MNU.	69
Figura 11-9 - Carregamentos no transformador 230/138kV Firminópolis – Regime Normal e Contingências – PNU50	69

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 4-1 – Geração considerada para o ano 2027 nos estados do GET Centro-Oeste</i>	24
<i>Tabela 4-2 - Geração considerada para o ano 2038 nos estados do GET Centro-Oeste</i>	24
<i>Tabela 5-1 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso LNU</i>	28
<i>Tabela 5-2 - Percentuais de Geração por fonte na região Norte – Caso PNS</i>	29
<i>Tabela 5-3 - Percentuais de Geração por fonte – Caso LNS</i>	30
<i>Tabela 5-4 - Percentuais de Geração por fonte – Caso MNU</i>	31
<i>Tabela 5-5 - Percentuais de Geração por fonte – Caso MNU</i>	33
<i>Tabela 5-6 - Percentuais de Geração por fonte – Caso PNU</i>	34
<i>Tabela 5-7 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso MNS</i>	35
<i>Tabela 5-8 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso PNS</i>	36
<i>Tabela 9-1 – Relação de obras determinativas e indicativas no R1 de atendimento a Porto velho</i>	42
<i>Tabela 6-1 – Relação de Compensadores Síncronos Fictícios adicionados ao final do horizonte dos casos de carga pesada</i>	59
<i>Tabela 7-1 - Contingências Duplas simuladas</i>	60

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 2033. O horizonte de diagnóstico se inicia no ano de 2027 – prazo mínimo para efetiva entrada em operação de reforços estruturais – e vai até o ano de 2038, 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 a realização de simulações e a atualização de cenários para a carga e geração, foi possível estabelecer um diagnóstico de longo prazo para as unidades federativas do Acre, Rondônia, Mato Grosso, Goiás e Distrito Federal. Nesse processo, foram avaliadas as condições de atendimento tanto da rede existente quanto do sistema planejado. O diagnóstico resultante destacou algumas restrições significativas em termos de carregamento e tensão, as quais serão abordadas ao longo do cronograma de atividades do Grupo de Estudos Técnicos (GET).

No estado do **Acre**, verificou-se um atendimento geral satisfatório, sem problema de sobrecarga em Linhas de Transmissão e Transformadores de Rede Básica e Fronteira durante todo o horizonte analisado. Vale ressaltar que as obras de transmissão interligando as Subestações Tucumã e Rio Branco entre si e com Abunã desempenham um papel crucial nesse contexto.

No estado de **Rondônia**, foram identificados problemas num horizonte de longo prazo, a partir do ano de **2032**, em contingências ao longo do eixo em 230 kV que abrange as localidades de Jauru, Vilhena e Pimenta Bueno. Adicionalmente, observou-se que o atendimento na região de fronteira em Pimenta Bueno 230/138kV (2x55/55 MVA e 1x55/66MVA) enfrenta sobrecargas a partir do ano de **2034**. Espera-se que com a conclusão do "Estudo de ampliação da capacidade de transmissão dos sistemas Acre, Rondônia e Mato Grosso", previsto para emissão no primeiro semestre de 2024, parte dos problemas mapeados já sejam equacionados.

No estado do **Mato Grosso**, foram identificados riscos de sobrecargas em N-1 no nível de 230kV na região de fronteira das SEs Sorriso 230/69kV (2x30/31MVA, 1x60/72MVA e 1x30/36), Nova Mutum 230/69kV (2x30/30MVA e 1x33/33MVA) e Jauru 230/138kV (2x300/300 MVA) a partir do ano de **2028**. Adicionalmente, foram identificados riscos de sobrecargas em N-1 das LTs entre as SEs de Sorriso, Sinop e UTE Sorriso a partir de **2035**. Por fim, no longo prazo, constatou-se riscos de sobrecargas nas transformações de rede básica das SEs Jauru 500/230kV (2x750/900 MVA) e Sinop 500/230kV (2x400/480 MVA) a partir de **2035**. As transformações de fronteira no longo prazo apresentaram sobrecargas em SE Brasnorte 230/138kV (1x100/100 MVA) na contingência do transformador 230/138kV (1x100/100 MVA) de SE Juína a partir de **2034** e na SE Lucas do Rio Verde 230/138kV (2x75/90 MVA) em N-1 a partir de **2036**.

No estado de **Goiás**, foram identificados problemas em contingências na LT 230 kV Barro Alto – Niquelândia, com indicativo da necessidade de reforços a partir de 2027 e carregamentos elevados, com riscos de sobrecargas em regime normal de operação, nos capacitores série da LT 500kV Luziânia – Rio das Éguas.

Para as transformações de Rede Básica e Fronteira, foram constatados riscos de sobrecargas durante a contingência do transformador paralelo nas seguintes transformações de fronteira:

- Corumbá 345/138 kV (2x75 MVA), a partir de 2028;
- Serra da Mesa 500/230 kV (2x400 MVA), a partir de 2032.

- Águas Lindas 230/69 kV (2x50 MVA), a partir de 2032;
- Itapaci 230/69 kV (2x50 MVA), a partir de 2033;
- Firminópolis 230/138 kV (2x150 MVA), a partir de 2035.

No **Distrito Federal** constatou-se atendimento geral satisfatório, não sendo identificados problemas de carregamento em linhas e transformadores na região.

Por fim, ressalta-se que o acompanhamento constante da previsão de carga e da expansão da geração são de suma importância, tendo em vista as incertezas e possíveis mudanças conjunturais que possam ocorrer.

3 RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2033 para o GET Centro Oeste, bem como as ponderações efetuadas ao longo dos capítulos 5, 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 2024, recentemente aprovada pelo MME.

3.1 Acre

- 1) Avaliar, de forma conjunta com o ONS, o arranjo do barramento de 230kV da SE Rio Branco 230/138/69 kV, em desacordo com os Procedimentos de Rede, Submódulo 2.3: Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos;

3.2 Rondônia

- 1) Acompanhar o desempenho do eixo de 230kV de Jauru/Vilhena/Pimenta Bueno frente às conclusões e recomendações do estudo de "Estudo de ampliação da capacidade de transmissão dos sistemas Acre, Rondônia e Mato Grosso", previsto para emissão no primeiro semestre de 2024

3.3 Mato Grosso

- 1) Realizar estudos de reforços estruturais para sobrecargas identificadas em LTs e SEs de 230 kV da região ao redor da SE Sorriso, além das SEs de fronteira 230/69 kV de Nova Mutum e Nobres;
- 2) Avaliar o desempenho da SE de Jauru 230/138kV com sobrecarga a partir do mesmo ano;

3.4 Goiás

- 1) Finalizar e emitir estudo que recomenda a solução definitiva para a sobrecarga na LT 230kV Niquelândia – Barro Alto, C1, na perda do circuito paralelo;
- 2) Acompanhar o desempenho da LT 230kV Brasília Sul - Pirineus frente aos altos carregamentos apresentados ao longo do horizonte do diagnóstico;
- 3) Avaliar necessidade de estudo para análise ou medida operativa para os capacitores série da LT 500kV Rio das Éguas – Luziânia, em sobrecarga em regime normal de operação a partir de 2028;
- 4) Definir com a distribuidora Equatorial a data de necessidade do 3º transformador da SE 345kV Corumbá;
- 5) Acompanhar o montante de geração que sobe pela SE 500/230kV Serra da Mesa em cenários de grande geração fotovoltaica;

3.5 Distrito Federal

- 1) Acompanhar o crescimento da geração distribuída e seu impacto na Rede Básica de Fronteira.

Adicionalmente, recomendam-se as seguintes ações:

- 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;
- Adicionalmente, ressalta-se que todas essas avaliações citadas deverão estar harmonizadas com as informações do SGPMR 2024;

4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE

O sistema elétrico das unidades federativas do Acre, Rondônia, Mato Grosso, Distrito Federal e Goiás (Figura 4-1) é formado por uma extensa malha de transmissão de Rede Básica com tensões majoritariamente em 230 kV e 500 kV, além de uma malha em 345 kV mais reduzida, presente apenas no estado de Goiás. Completam ainda o sistema analisado as Demais Instalações de Transmissão (DIT) nas tensões de 138 kV e 69 kV. Para permitir um maior detalhamento das informações, as análises foram subdivididas em quatro áreas de interesse, a saber: (i) Mato Grosso, (ii) Rondônia, (iii) Acre e (iv) Goiás – Distrito Federal.

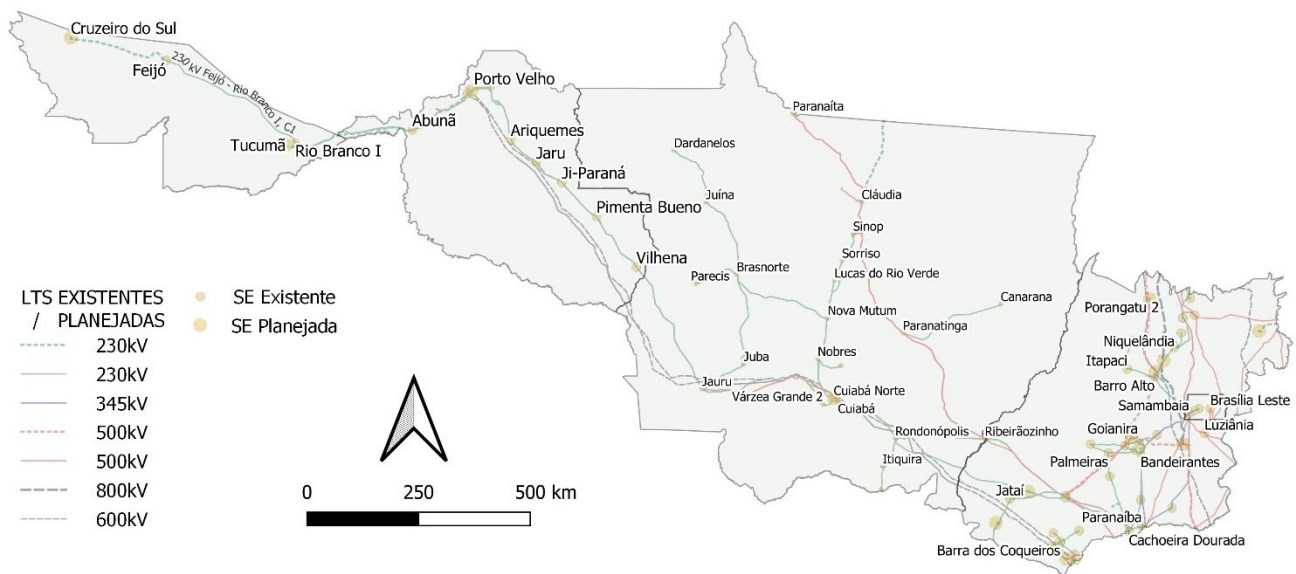


Figura 4-1 – Rede Básica dos Estados do Acre, Rondônia, Mato Grosso e Goiás (Distrito Federal)

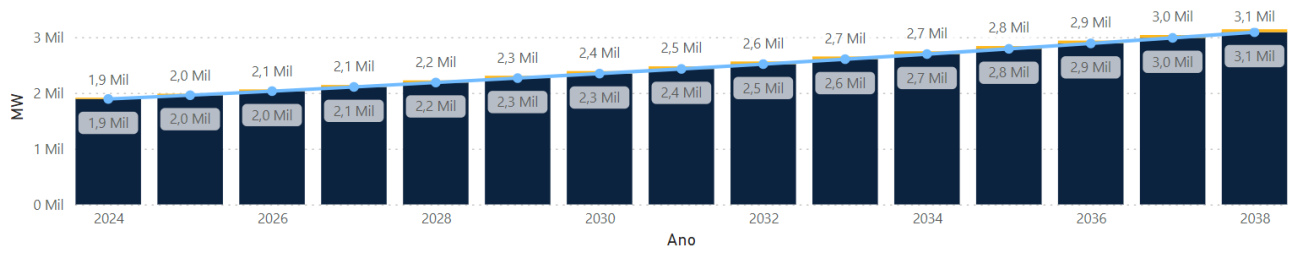
4.1 Evolução da Expansão do Mercado

Os maiores centros de consumo de energia elétrica da região Centro-Oeste são localizados ao longo de uma área composta por dezenas de municípios de Goiás e do Distrito Federal, nas proximidades da Região Integrada de Desenvolvimento – RIDE, e na região metropolitana de Goiânia. São também centros de carga relevantes as regiões próximas às capitais dos demais estados, como Cuiabá, Porto Velho e Rio Branco.

A

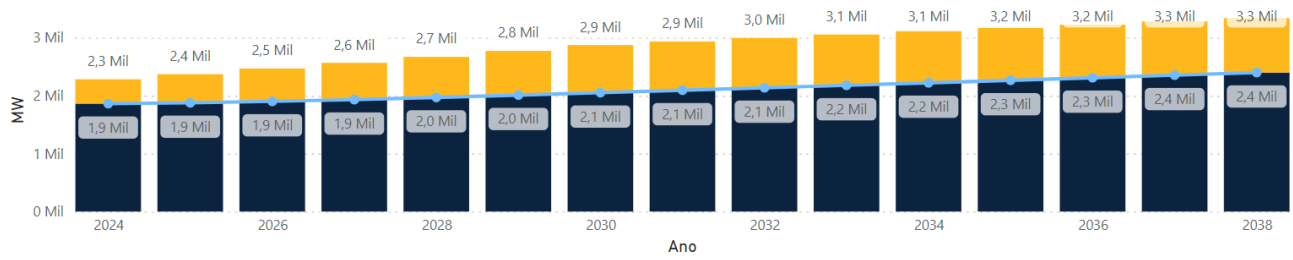
Patamar de carga PESADA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



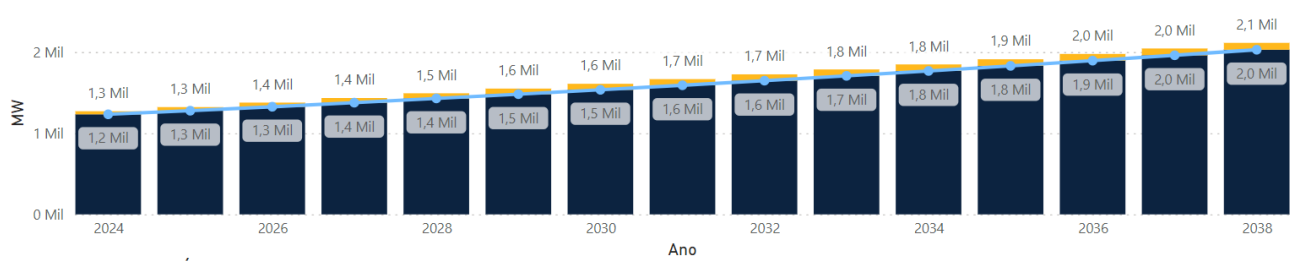
Patamar de carga MÉDIA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



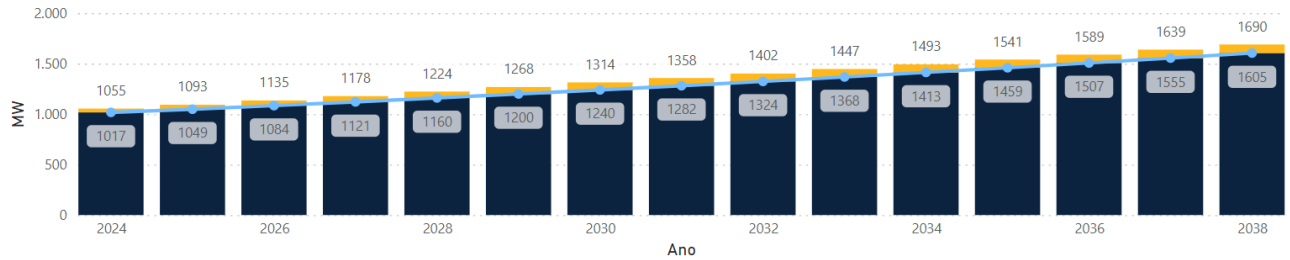
Patamar de carga LEVE

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



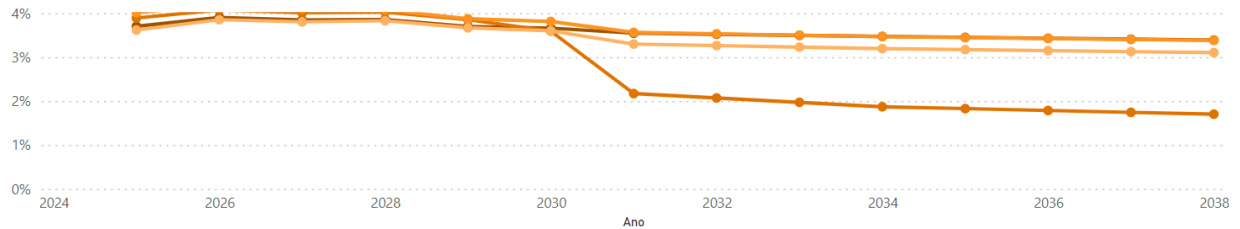
Patamar de carga MÍNIMA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



Taxas de crescimento

● Taxa PESADA EPE ● Taxa MÉDIA EPE ● Taxa LEVE EPE ● Taxa MÍNIMA EPE



Potência Instalada MMGD-FV

● Pot Instalada ● Pot Inst ANEEL

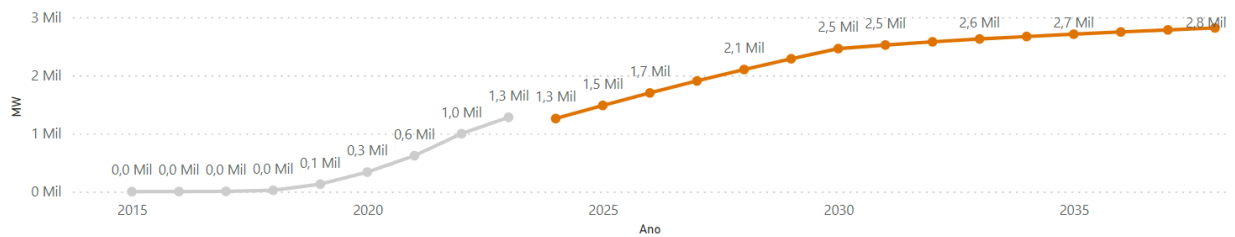
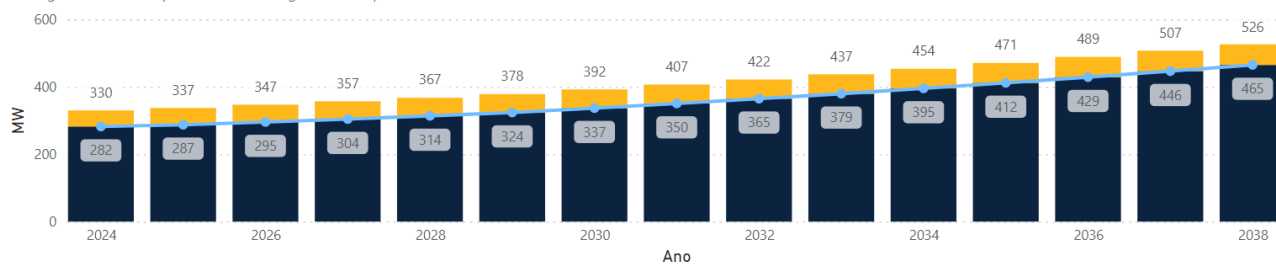


Figura 4-4,

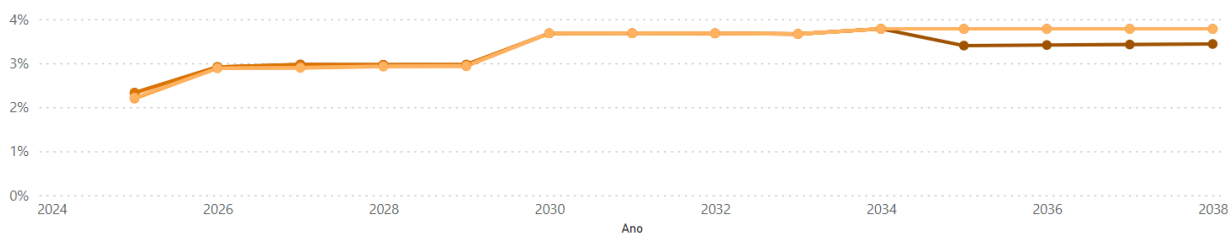
Patamar de carga MÍNIMA

● Carga não atendida pela MMD ● Carga atendida pela MMD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



Taxas de crescimento

● Taxa PESADA EPE ● Taxa MÉDIA EPE ● Taxa LEVE EPE ● Taxa MÍNIMA EPE



Potência Instalada MMD-FV

● Pot Instalada ● Pot Inst ANEEL

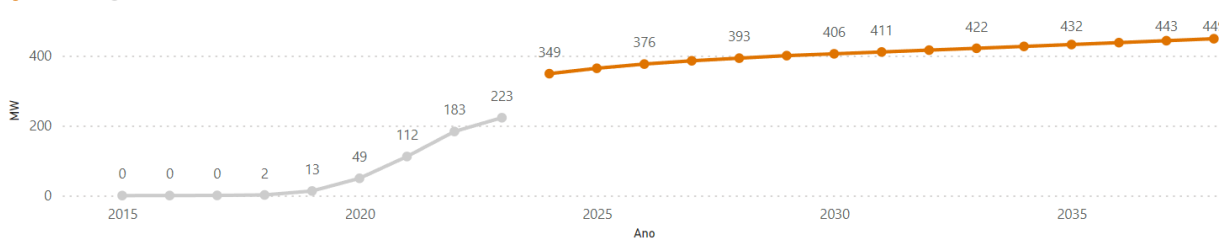
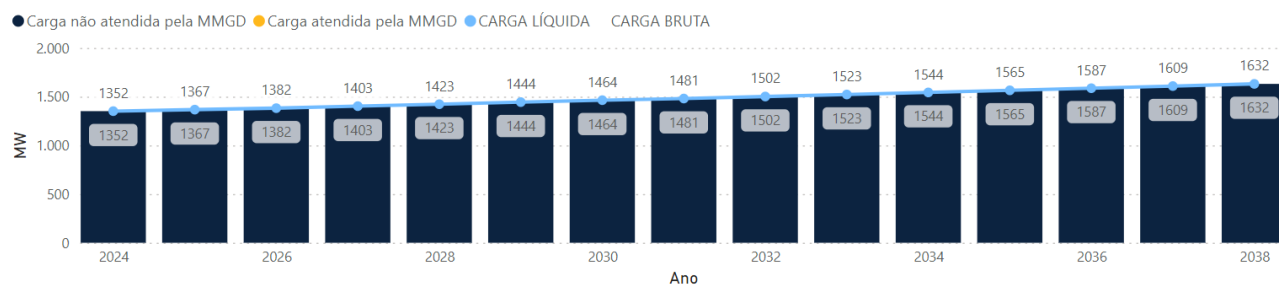


Figura 4-3,

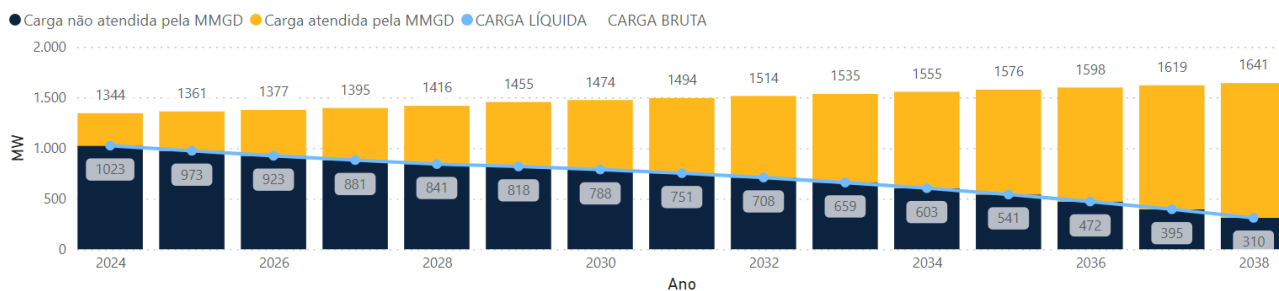
Figura 4-2,

Figura 4-5 e

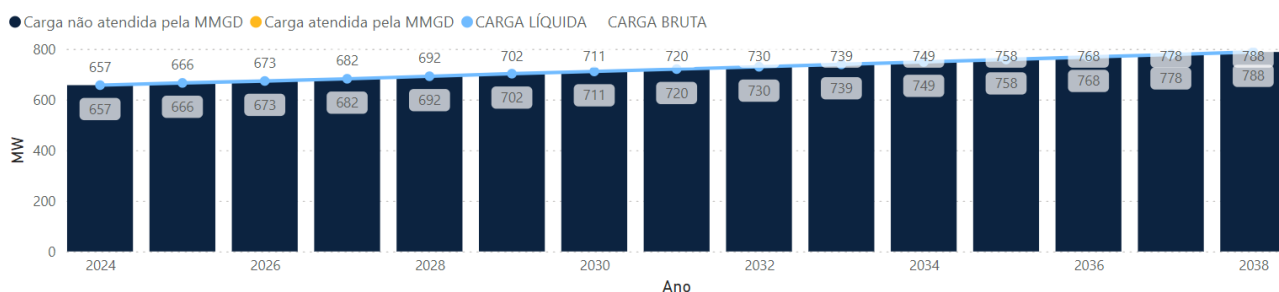
Patamar de carga PESADA



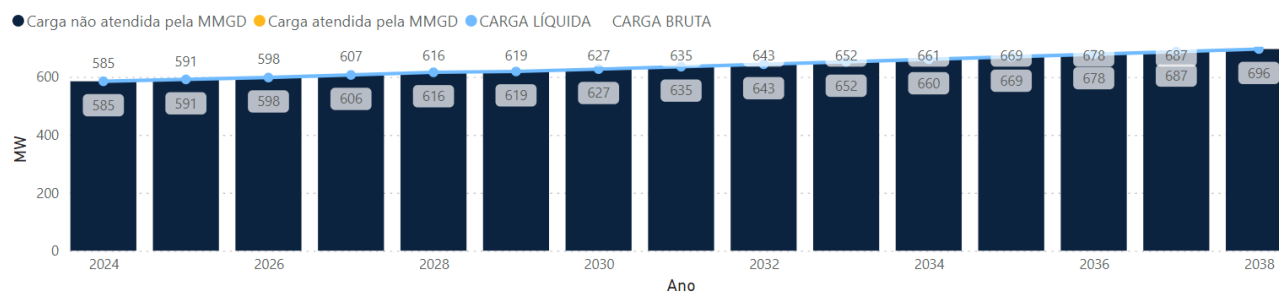
Patamar de carga MÉDIA



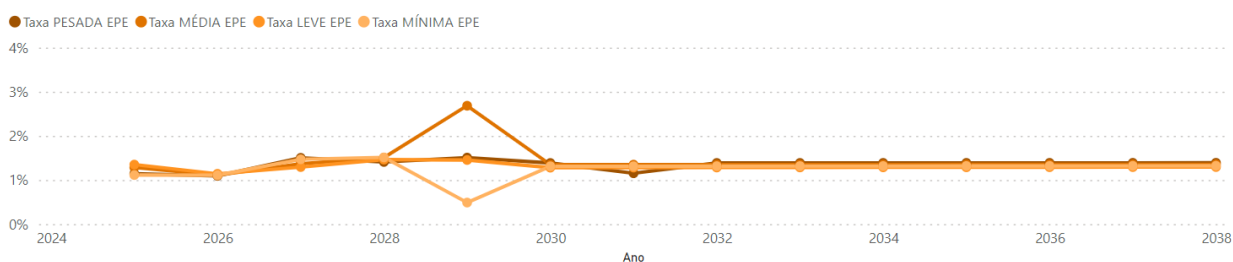
Patamar de carga LEVE



Patamar de carga MÍNIMA



Taxas de crescimento



Potência Instalada MMGD-FV

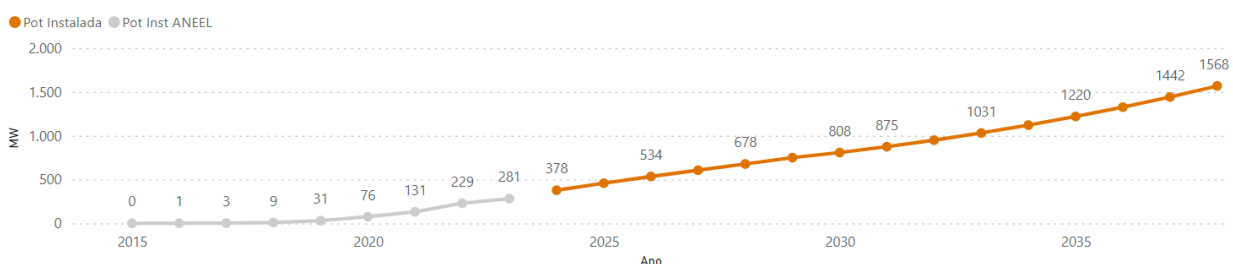


Figura 4-6 mostram a evolução das previsões de carga das unidades federativas do Acre, Rondônia, Mato Grosso, Goiás e Distrito Federal, respectivamente, obtidas através de dados enviados pelas

distribuidoras e que constam dos casos base de trabalho do Plano Decenal 2033. É importante destacar que esses casos base são subdivididos em patamares de carga e períodos do ano, como também, possuem previsões de crescimento do mercado para os anos subsequentes ao horizonte de análise do Plano Decenal, compreendendo os anos de 2034 a 2038.

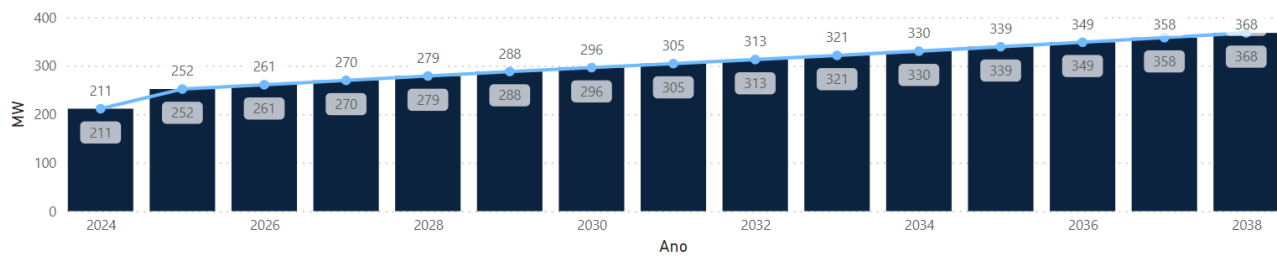
Verifica-se que:

- O patamar de carga bruta com o valor mais elevado foi a carga média, para todos essas unidades federativas;
- O patamar de carga líquida com o valor mais elevado em sua maioria foi o de **carga pesada**, com exceção apenas da unidade federativa do Acre;
- O crescimento médio anual de carga nas diferentes regiões varia entre 1,5% e 4,0%, valores esses considerados dentro das expectativas;
- Em todas as regiões analisadas, a MMGD atende a mais de 10% da carga total no patamar de carga média, com um papel relevante em Goiás e Brasília em que há redução abrupta da carga líquida no horário comercial;
- O crescimento da carga no estado do Acre segue a média de 3% ao ano. Chama a atenção que esta região tem o valor superior da carga líquida média em relação à carga pesada mesmo com o crescimento da MMGD a 5% ao ano;
- No estado de Rondônia a taxa de crescimento da carga situou-se na faixa de 2 a 4% nos 3 patamares de carga acompanhada pelo crescimento similar da MMGD na região;
- O estado do Mato Grosso seguiu com um crescimento da carga na faixa de 3,5% por ano nos 3 patamares de carga. A MMGD se mostra bastante significativa na redução da carga média bruta uma vez que esta ultrapassa a carga pesada em todos os anos do horizonte;
- Goiás e Distrito Federal destacam-se em função do forte crescimento e influência da MMGD no patamar de carga média, onde a carga líquida chega a ser inferior a carga leve do estado em alguns casos.

4.1.1 Acre

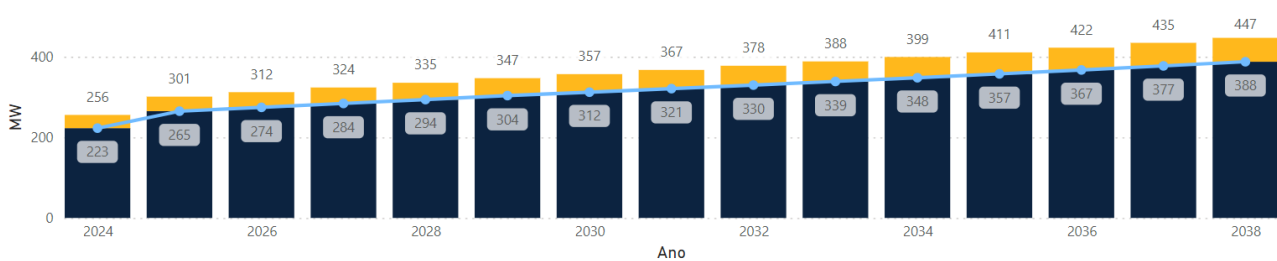
Patamar de carga PESADA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



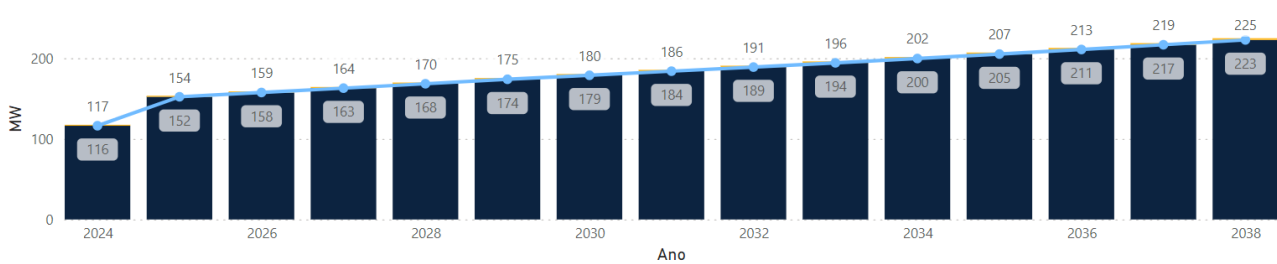
Patamar de carga MÉDIA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



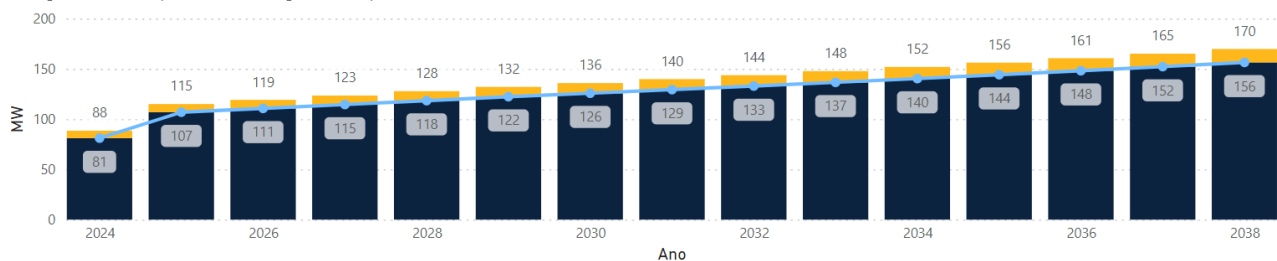
Patamar de carga LEVE

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



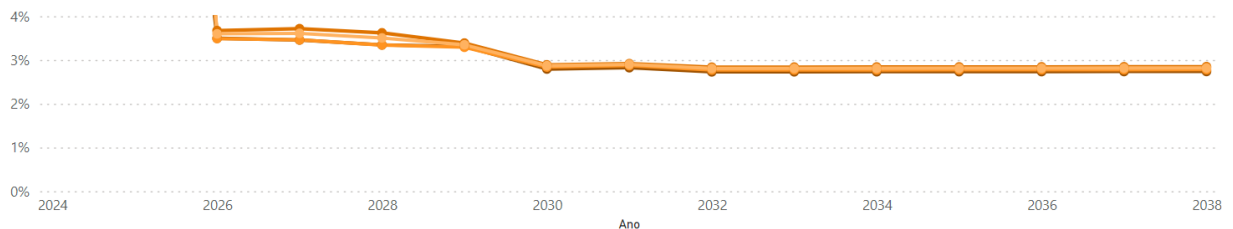
Patamar de carga MÍNIMA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



Taxas de crescimento

● Taxa PESADA EPE ● Taxa MÉDIA EPE ● Taxa LEVE EPE ● Taxa MÍNIMA EPE



Potência Instalada MMGD-FV

● Pot Instalada ● Pot Inst ANEEL

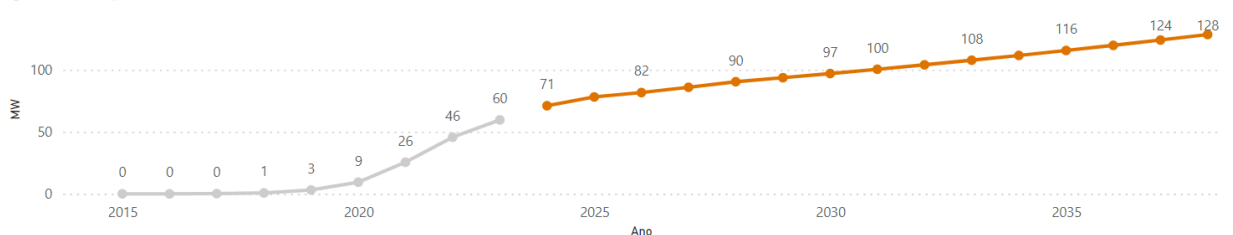
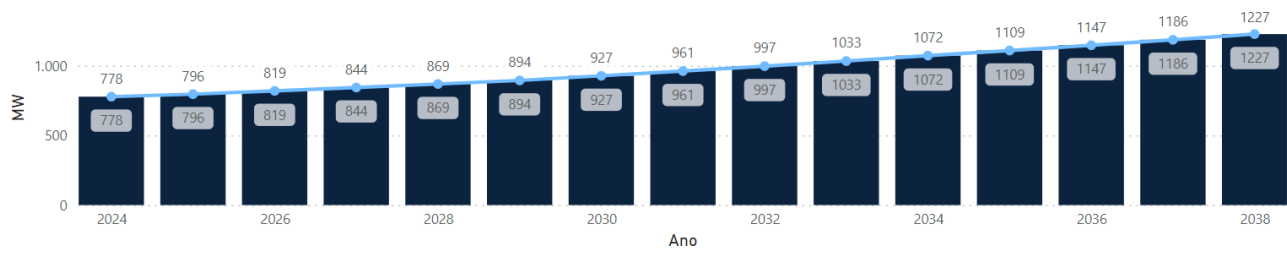


Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado do Acre

4.1.2 Rondônia

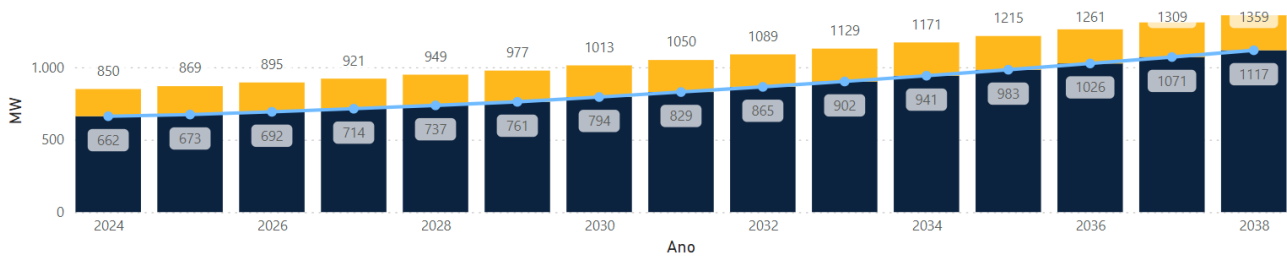
Patamar de carga PESADA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



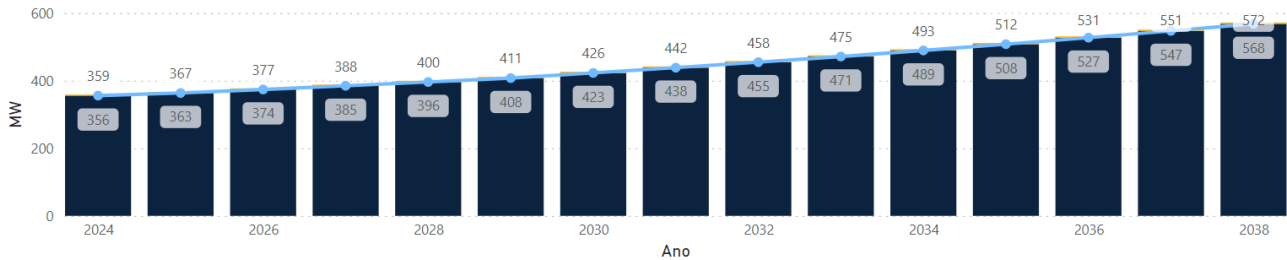
Patamar de carga MÉDIA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



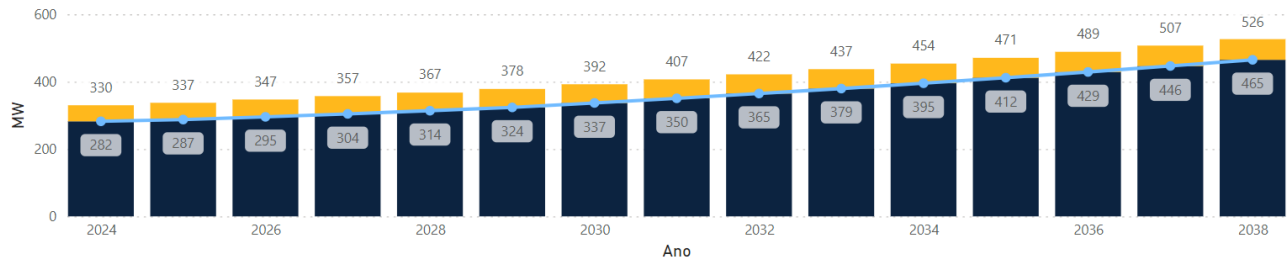
Patamar de carga LEVE

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



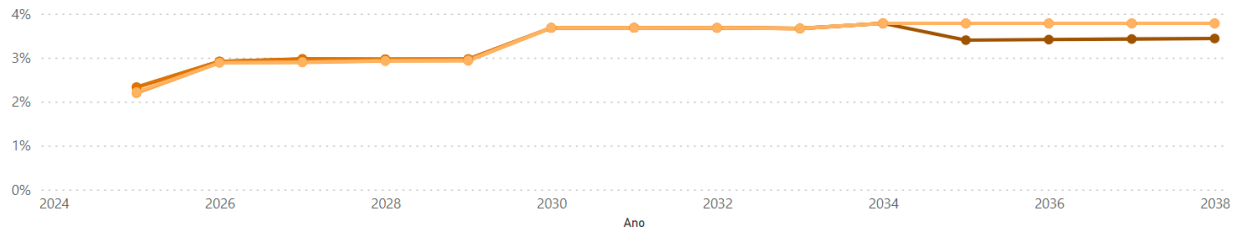
Patamar de carga MÍNIMA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



Taxas de crescimento

● Taxa PESADA EPE ● Taxa MÉDIA EPE ● Taxa LEVE EPE ● Taxa MÍNIMA EPE



Potência Instalada MMGD-FV

● Pot Instalada ● Pot Inst ANEEL

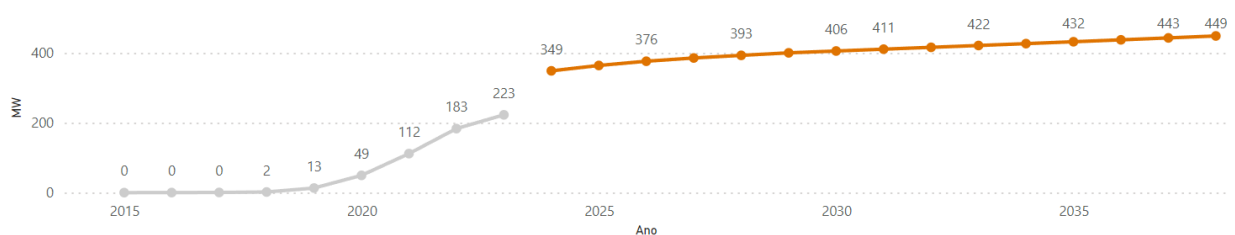
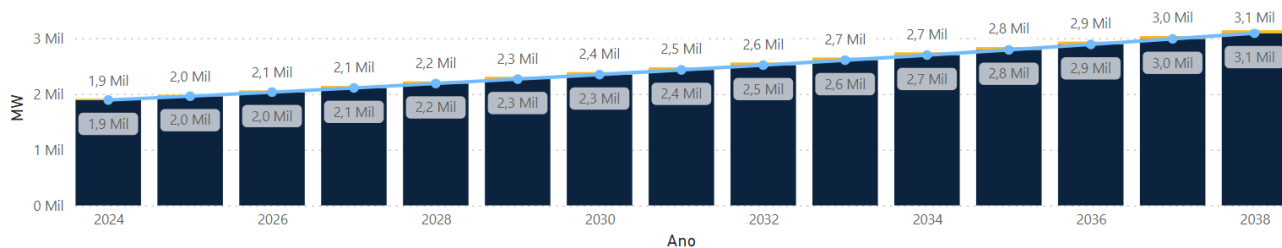


Figura 4-3 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de Rondônia

4.1.3 Mato Grosso

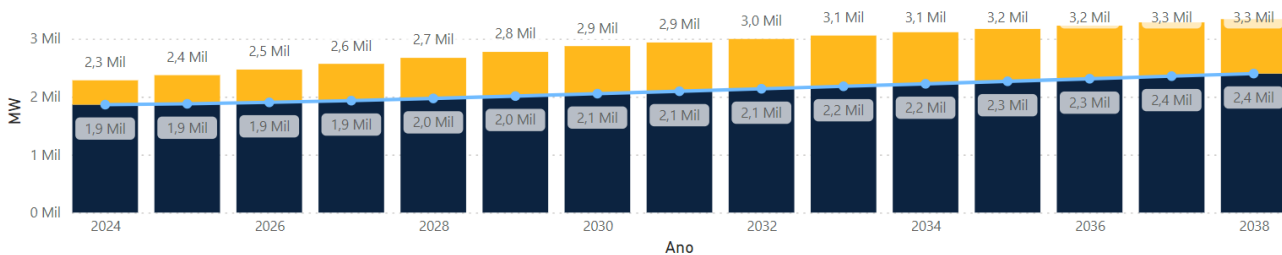
Patamar de carga PESADA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



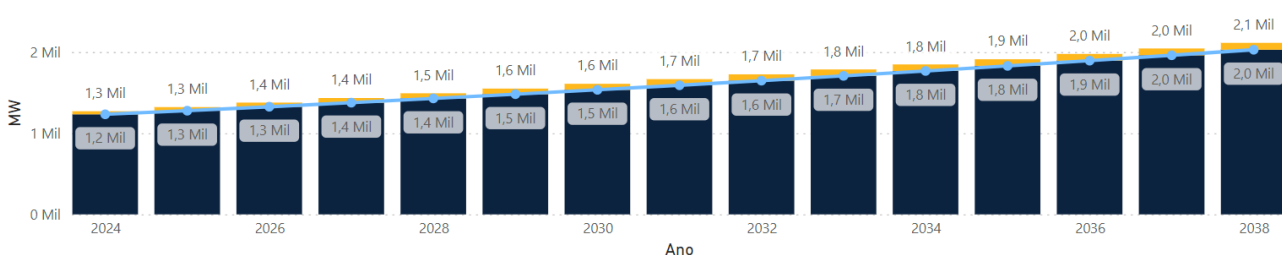
Patamar de carga MÉDIA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



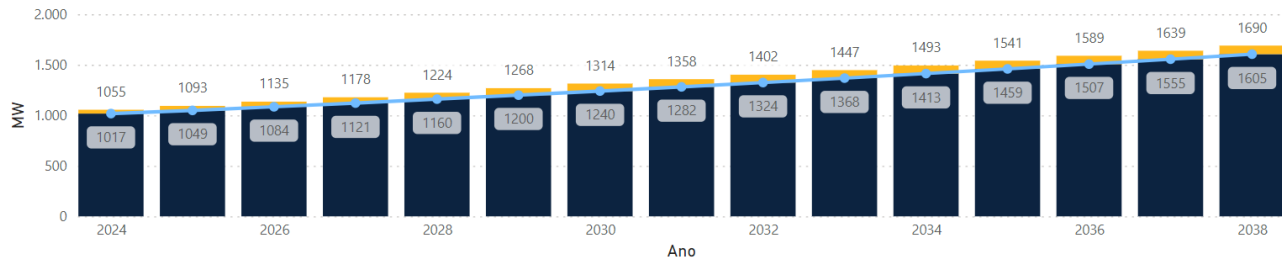
Patamar de carga LEVE

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



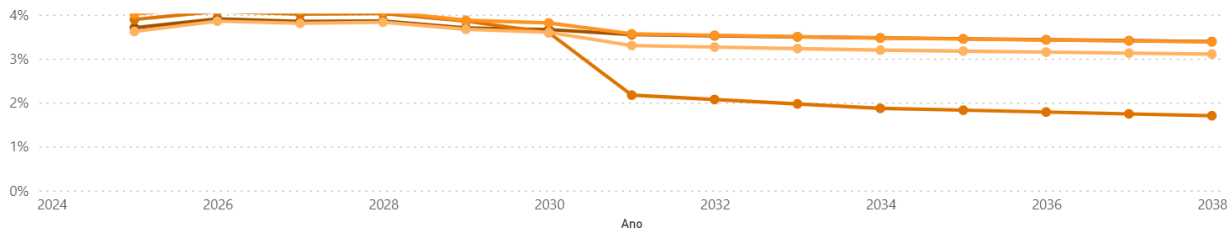
Patamar de carga MÍNIMA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



Taxas de crescimento

● Taxa PESADA EPE ● Taxa MÉDIA EPE ● Taxa LEVE EPE ● Taxa MÍNIMA EPE



Potência Instalada MMGD-FV

● Pot Instalada ● Pot Inst ANEEL

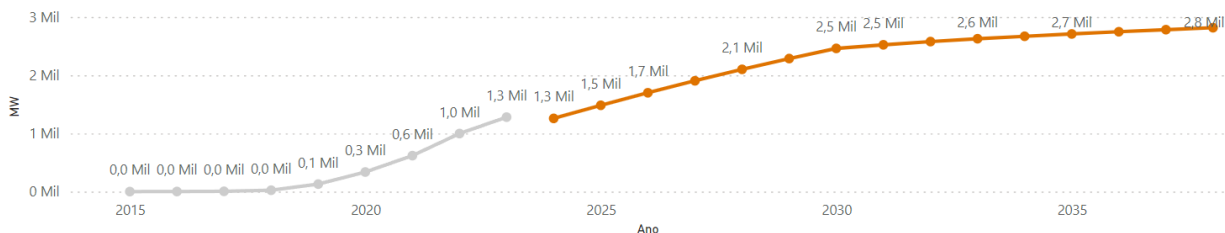


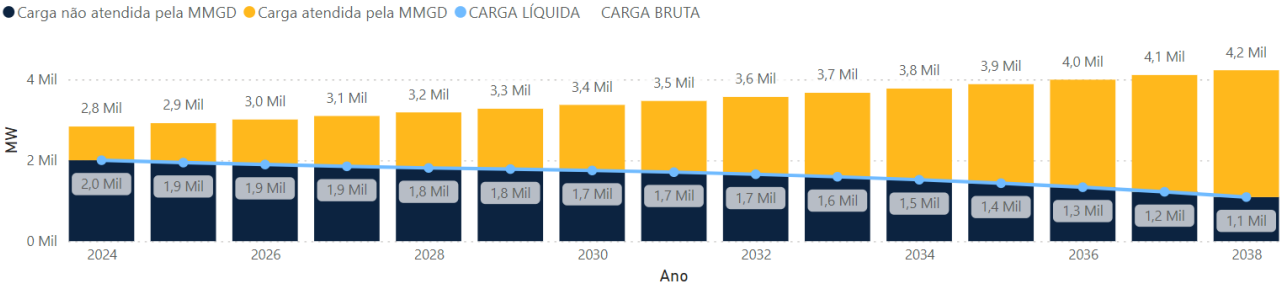
Figura 4-4 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado do Mato Grosso

4.1.4 Goiás

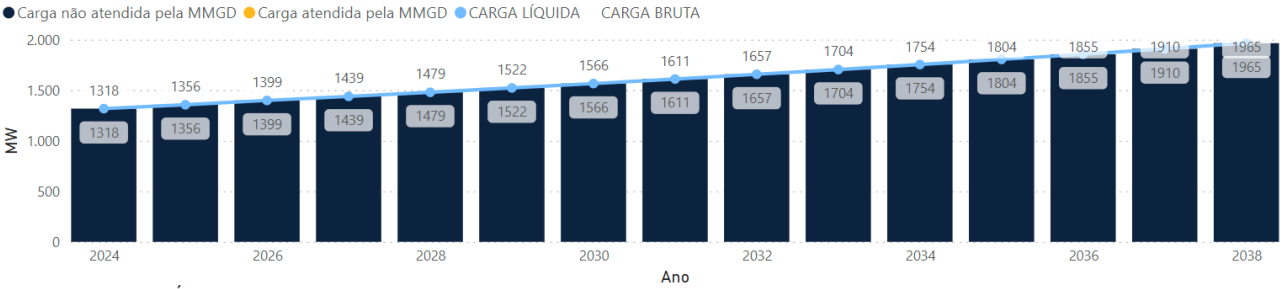
Patamar de carga PESADA



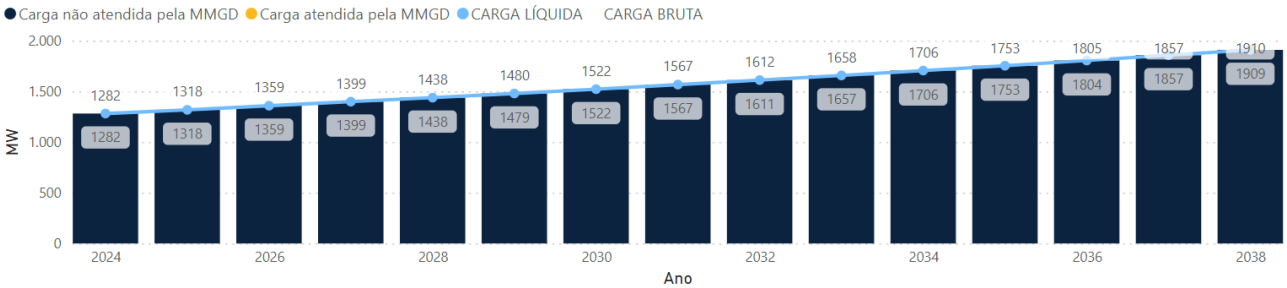
Patamar de carga MÉDIA



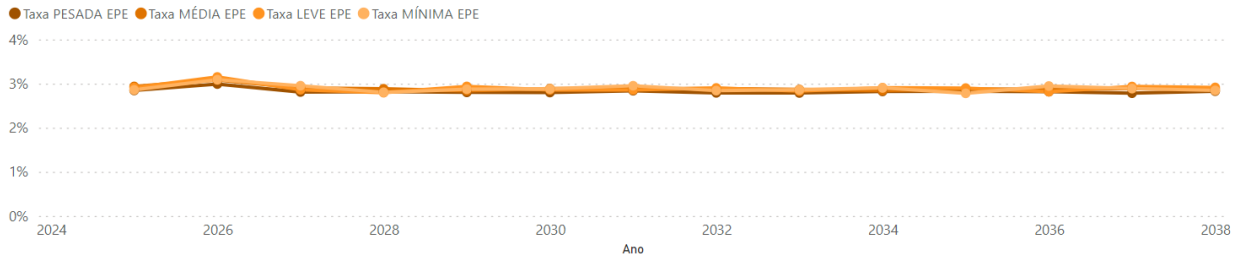
Patamar de carga LEVE



Patamar de carga MÍNIMA



Taxas de crescimento



Potência Instalada MMGD-FV

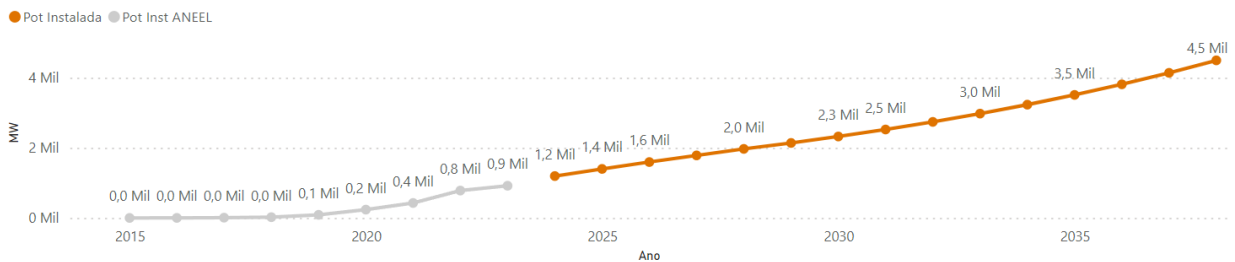
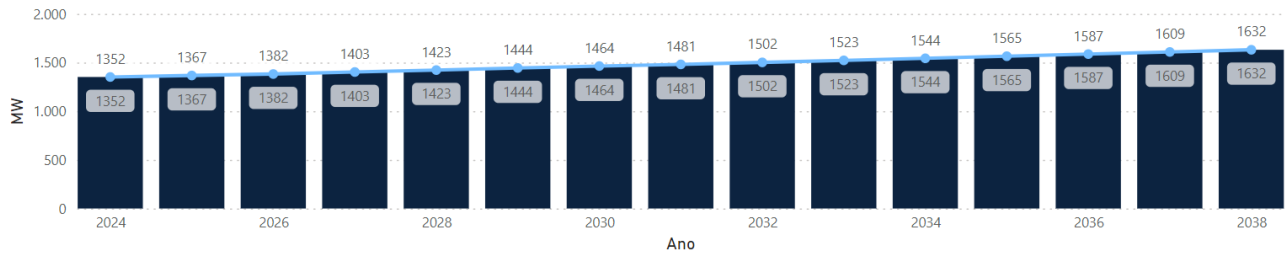


Figura 4-5 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de Goiás

4.1.5 Distrito Federal

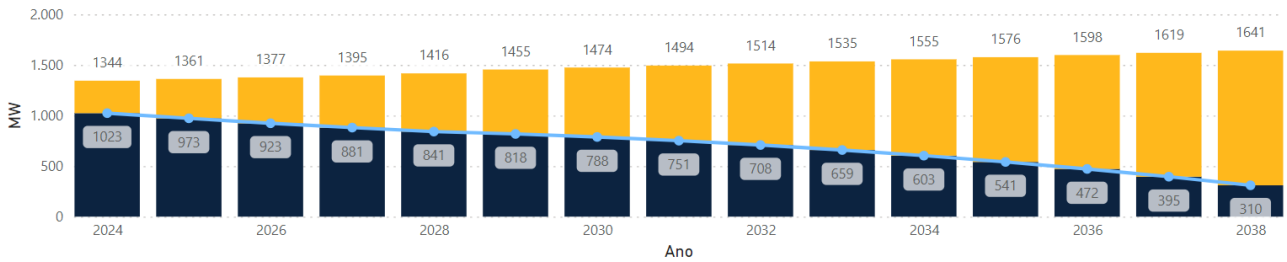
Patamar de carga PESADA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



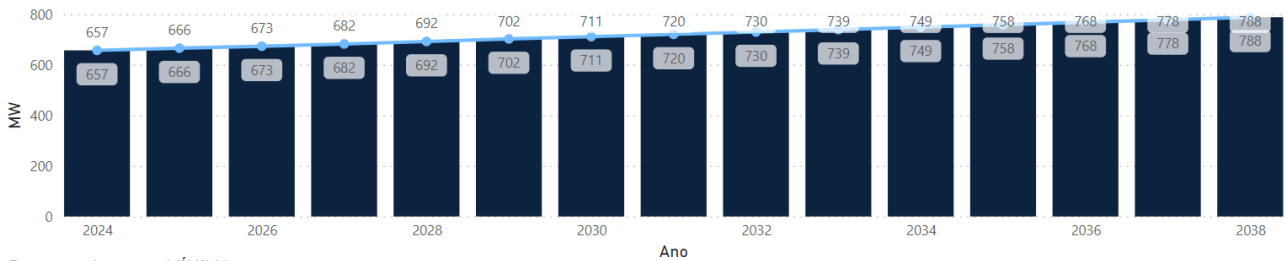
Patamar de carga MÉDIA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



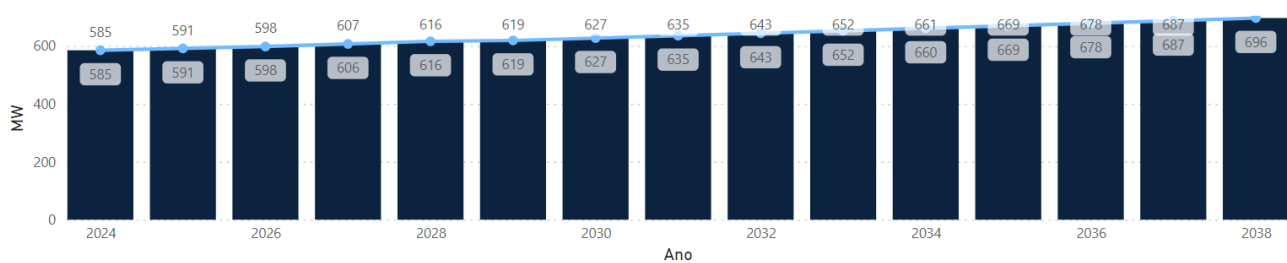
Patamar de carga LEVE

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



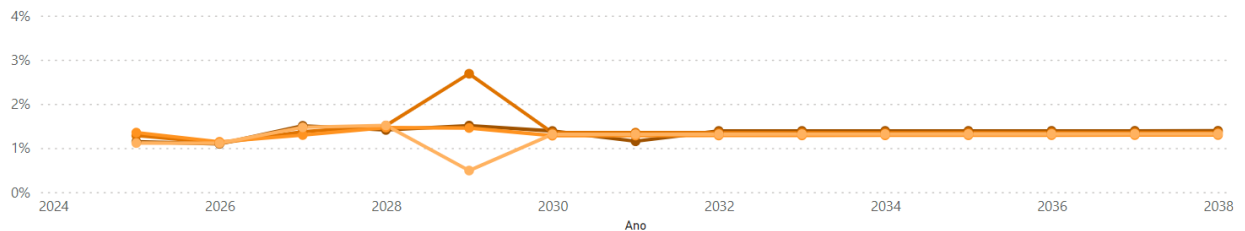
Patamar de carga MÍNIMA

● Carga não atendida pela MMGD ● Carga atendida pela MMGD ● CARGA LÍQUIDA CARGA BRUTA



Taxas de crescimento

● Taxa PESADA EPE ● Taxa MÉDIA EPE ● Taxa LEVE EPE ● Taxa MÍNIMA EPE



Potência Instalada MMGD-FV

● Pot Instalada ● Pot Inst ANEEL

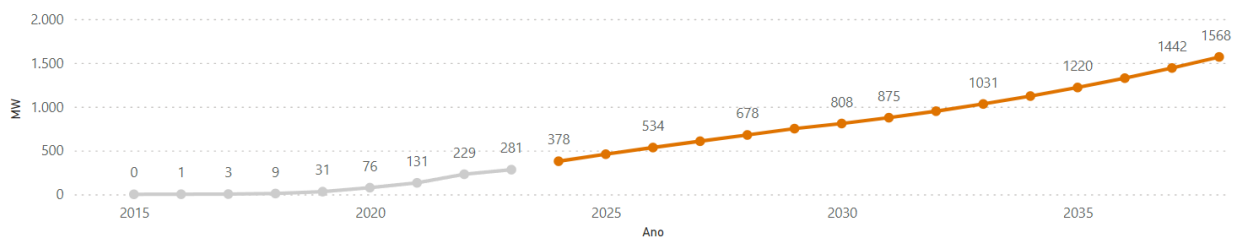


Figura 4-6 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o Distrito Federal

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 2027 e 2038, respectivamente, referentes a usinas já contratadas nos estados do GET Centro-Oeste.

Destaca-se uma participação considerável de UHEs e PCHs nos estados, representando cerca de 75,3% e 9,3%, do total da potência instalada, 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 para o ano 2027 nos estados do GET Centro-Oeste

Fonte	AC (MW)	RO (MW)	MT (MW)	GO (MW)	DF (MW)	Total (MW)	Total (%)
UFV	0	5	0	1.069	0	1.074	5,1
UHE	0	7.642	4.363	3.782	30	15.817	75,3
UTE	0	0	506	3	0	509	2,4
UNE	0	0	0	0	0	0	0,0
BIO	0	0	485	1.177	0	1.662	7,9
PCH	0	0	1.175	599	0	1.957	9,3
EOL	0	0	0	0	0	0	0,0
TOTAL	0	7.647	6.529	6.630	30	21.018	100,0

Tabela 4-2 - Geração considerada para o ano 2038 nos estados do GET Centro-Oeste

Fonte	AC (MW)	RO (MW)	MT (MW)	GO (MW)	DF (MW)	Total (MW)	Total (%)
UFV	0	5	0	1.069	0	1.074	5,1
UHE	0	7.642	4.363	3.782	30	15.817	75,3
UTE	0	0	506	3	0	509	2,4
UNE	0	0	0	0	0	0	0,0
BIO	0	0	485	1.177	0	1.662	7,9
PCH	0	0	1.175	599	0	1.957	9,3
EOL	0	0	0	0	0	0	0,0
TOTAL	0	7.647	6.529	6.630	30	21.018	100,0

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

As Figuras Figura 4-7, Figura 4-8 e Figura 4-9 a seguir apresentam a configuração da rede básica existente e planejada nas áreas geoeletricas que compõem o GET Centro-Oeste.

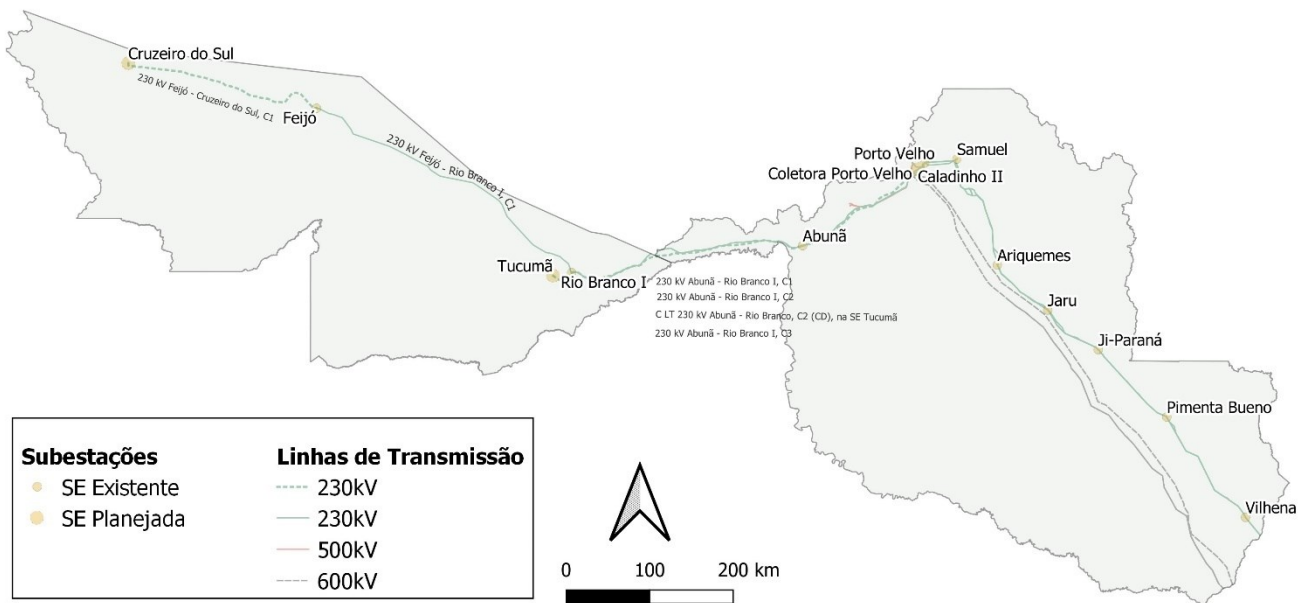


Figura 4-7 – Mapa geoeletrico dos estados do Acre e Rondônia

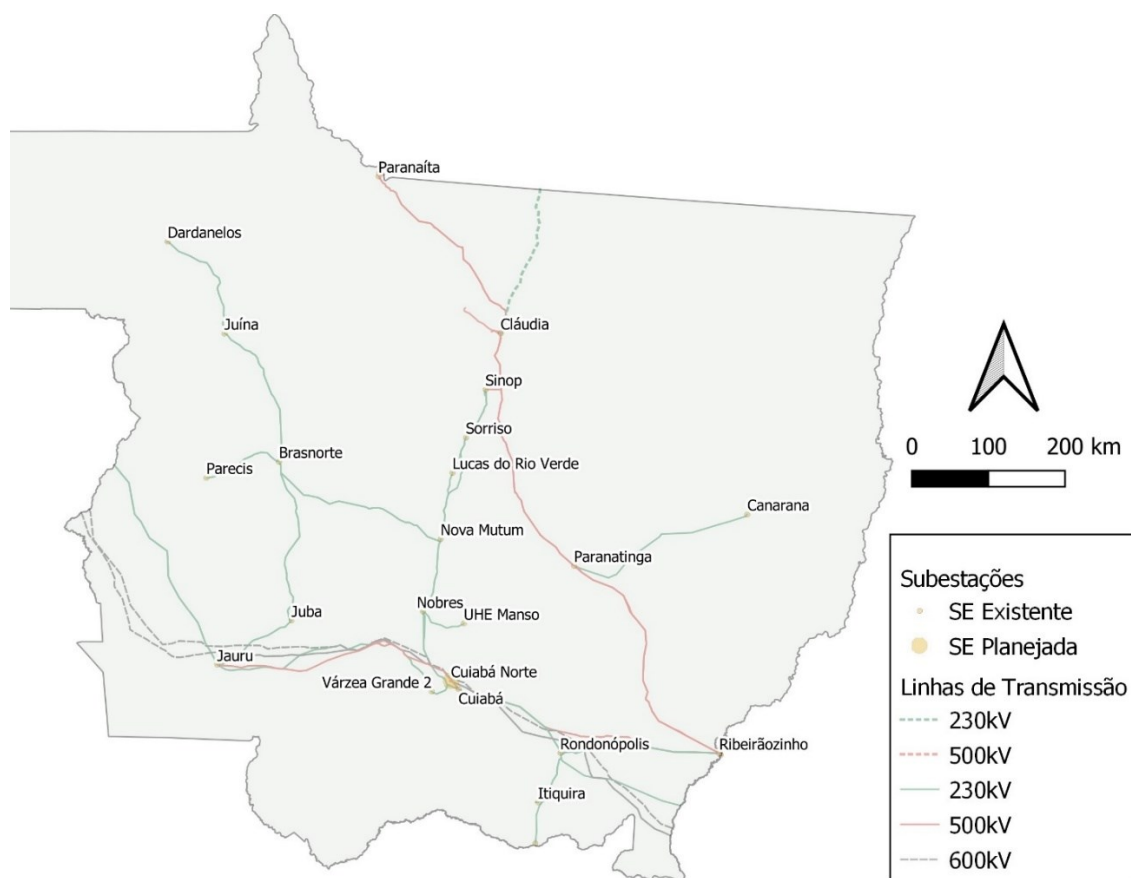


Figura 4-8 - Mapa geoeletrico do estado do Mato Grosso

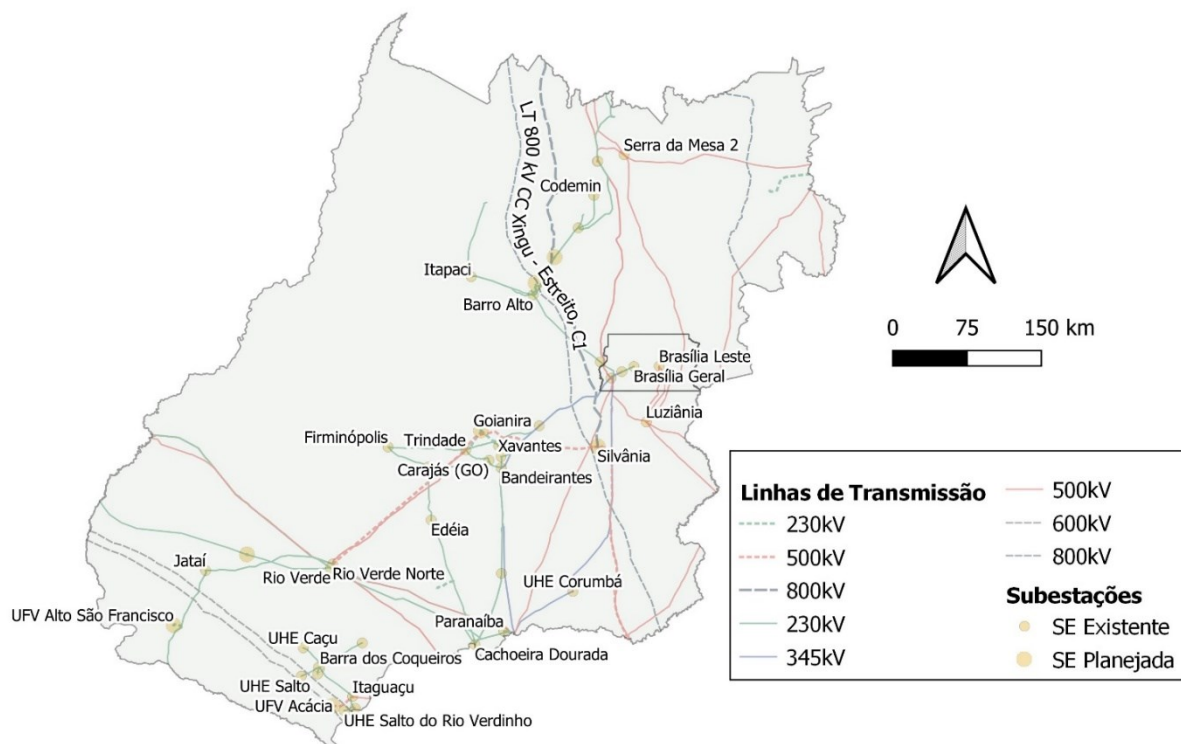


Figura 4-9 - Mapa geoeletrico do estado de Goiás e Distrito Federal

5 CENÁRIOS ANALISADOS

5.1 Acre, Rondônia e Mato Grosso

A realização do diagnóstico da região Centro-Oeste avaliou 4 cenários críticos de atendimento, que tiveram como ponto de partida os casos-base do PDE 2033, para os quais alterações no despacho regional foram implementadas obtendo-se condições mais críticas de desempenho da rede conforme segue abaixo:

- **Cenário 1:** Diagnóstico da transmissão de energia no tronco 230kV dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso. Cenário de carga leva norte úmido: menor valor de carga líquida e, com isso, exportação de energia da rede básica dos estados para o SIN. Foco principal no eixo de 230kV de Rondônia.
- **Cenário 2:** Diagnóstico do atendimento às cargas em um período de baixa hidraulicidade. Cenário de carga pesada norte seco: maior valor de carga líquida e de maior importação de energia em função da redução da geração das usinas hidráulicas locais e não participação da geração fotovoltaica. Todas as três regiões são impactadas, principalmente em função da topologia radializada do sistema elétrico dos estados do Mato Grosso, Acre e Rondônia.
- **Cenário 3:** Diagnóstico, a pedido da distribuidora ENERGISA-MT, da rede de fronteira, em função do aumento expressivo das cargas de irrigação do agronegócio, apoiado em um cenário de carga leve, pois estas cargas estão presentes diariamente a partir da meia-noite. Os pontos específicos de rede básica de fronteira fazem parte dos dados coincidentes nas “macrorregiões” das subestações de: Sorriso, Rondonópolis, Nobres e Nova Mutum.
- **Cenário 4:** Diagnóstico para avaliação da máxima exportação do AC/RO/MT dado o crescimento da MMGD e a redução da carga líquida total no patamar de carga média, o que tem feito com que a carga líquida total do patamar de carga média se aproxime da carga líquida total do patamar de carga leve (cenário 2).

5.1.1 Cenário 1: Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Leve – região de Rondônia

Este cenário focaliza no comportamento da rede no período úmido da região Norte e das bacias hidrográficas que compõem a maior parte dos estados de Mato Grosso, Acre e Rondônia. O período de carga selecionado foi o de carga leve, no qual a região de Rondônia tem a menor capacidade de absorver o excesso de geração das UHE, PCH e CGH, e no qual se verifica uma exportação líquida de potência através do tronco de 230kV desde Coletora Porto Velho em Rondônia à Jauru no Mato Grosso em direção à região Sudeste.

Foram adotados os valores percentuais de geração hidráulica mostrados na Tabela 5.2, para cada uma das bacias hidrográficas da região.

Tabela 5-1 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso LNU

Bacia Hidrográfica	Usinas	Percentual do Caso
Amazonas	UHE Belo Monte	80%
	PCH Amazonas	85%
Madeira	UHE Rondon Ii	90%
	UHE Guapore	90%
	UHE Samuel	90%
	UHE Dardanelos	90%
	UHE Complexo Madeira	93%
	PCH Madeira	75%
Paraguai	UHE Juba Ii	80%
	UHE Juba II	80%
	UHE Jauru	80%
	UHE Itiquira(I,Ii)	80%
	UHE Ponte De Pedra	80%
	UHE Manso	80%
	PCH Paraguai	76%
Teles Pires	UHE Sinop	95%
	UHE Colider	95%
	UHE Sao Manoel	95%
	UHE Teles Pires	95%
	PCH Teles Pires	78%

Cabe ressaltar que a geração solar e biomassa foram consideradas próximas de 0%, enquanto a geração eólica considerada próxima de 20%.

5.1.2 Cenário 2: Norte Importador (Norte Seco) – Carga Pesada – todas as regiões

Este cenário foi elaborado para representar o atendimento a carga da região envolvendo os estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso através da importação de energia, representando a situação de máximo fluxo de energia da rede básica descendo pela transformação de fronteira. Buscou-se despachar a geração das usinas conectadas na distribuição nos seus valores mínimos com objetivo de maximizar o fluxo que desce pelas transformações de fronteira.

O patamar de carga pesada foi escolhido no intuito de evitar distorções decorrentes de “abatimentos” da geração MMGD na representação da carga das unidades consumidoras.

Neste cenário, a geração na região Norte, predominantemente hidráulica, ficou com despacho em 20%. No restante das regiões, considerou-se geração hidráulica entre 50% e 70% da capacidade instalada e a geração eólica em torno de 70%, respeitando sempre o limite das interligações.

As usinas solares, em função da carga pesada, apresentaram despacho zero, enquanto as PCHs das bacias Tocantins-Araguaia e Parnaíba foram despachadas nos valores mínimos.

As demais usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil e térmicas a biomassa considerou-se uma média de 45%.

Tabela 5-2 - Percentuais de Geração por fonte na região Norte – Caso PNS

Bacia Hidrográfica	Usinas	Percentual do Caso
Amazonas	UHE Belo Monte	20%
	PCHs Amazonas	26,6%
Madeira	UHE Rondon Ii	20%
	UHE Guapore	20%
	UHE Samuel	20%
	UHE Dardanelos	24,7%
	UHE Complexo Madeira	15,8%
	PCHs Madeira	15%
Paraguai	UHE Juba Ii	20%
	UHE Juba II	20%
	UHE Jauru	20%
	UHE Itiquira(I,Ii)	20%
	UHE Ponte De Pedra	20%
	UHE Manso	20%
	PCHs Paraguai	30,7%
Teles Pires	UHE Sinop	20%
	UHE Colider	20%
	UHE Sao Manoel	20%
	UHE Teles Pires	20%
	PCHs Teles Pires	31,1%

5.1.3 Cenário 3: Norte Importador (Norte Seco) – Carga Leve – macrorregiões de Mato Grosso

Este cenário foi elaborado para representar o atendimento a carga de irrigação em macrorregiões de Mato Grosso. Através da importação de energia, representando a situação de máximo fluxo de energia da rede básica descendo pela transformação de fronteira das subestações: Sorriso, Rondonópolis, Nobres e Nova Mutum. Buscou-se despachar a geração das usinas conectadas na distribuição nos seus valores mínimos com objetivo de maximizar o fluxo que desce pelas transformações de fronteira.

O patamar de carga leve foi escolhido por conta da alta demanda de irrigação no horário de meia-noite fruto da manutenção diária do agronegócio local.

Neste cenário, a geração na região Norte e SE/CO, predominantemente hidráulica, ficou com despacho em 30%. No restante das regiões, considerou-se geração hidráulica entre 40% e 60% da capacidade instalada e a geração eólica em torno de 30%.

As usinas solares, em função da carga leve, apresentaram despacho zero

As demais usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil e térmicas a biomassa considerou-se uma média de 50%.

A geração por fonte do caso contemplando todas as regiões é vista a seguir na Tabela 5.5

Tabela 5-3 - Percentuais de Geração por fonte – Caso LNS

Bacia Hidrográfica	Usinas	Percentual do Caso
Amazonas	UHE Belo Monte	26%
	PCH Amazonas	26%
Madeira	UHE Rondon II	20%
	UHE Guapore	20%
	UHE Samuel	20%
	UHE Dardanelos	62,4%
	UHE Complexo Madeira	20%
	PCH Madeira	20%
Paraguai	UHE Juba Ii	30,6
	UHE Juba II	30,6
	UHE Jauru	19%
	UHE Itiquira(I,Ii)	19%
	UHE Ponte De Pedra	22,71%
	UHE Manso	19%
	PCH Paraguai	30,7%
Teles Pires	UHE Sinop	20%
	UHE Colider	20%
	UHE Sao Manoel	20%
	UHE Teles Pires	20%
	PCH Teles Pires	21,8%

5.1.4 Cenário 4: Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Média – todas as regiões

Este cenário foi elaborado para fins de comparação com o cenário 1 de carga leve, norte úmido, por conta da relevância e proporção que a MMGD vem crescendo. Este cenário representa a situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período úmido.

Neste cenário, a geração na região Norte predominantemente hidráulica, ficou com despacho em 90%. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica em torno de 60% da capacidade instalada e geração eólica em torno de 25%, respeitando o limite das interligações.

Usinas solares foram despachadas nos valores em torno de 35% e as usinas térmicas a biomassa ficaram com geração aproximada de 20%. As demais usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Tabela 5-4 - Percentuais de Geração por fonte – Caso MNU

Bacia Hidrográfica	Usinas	Percentual do Caso
Amazonas	UHE Belo Monte	90%
	PCH Amazonas	60%
Madeira	UHE Rondon II	90%
	UHE Guapore	90%
	UHE Samuel	90%
	UHE Dardanelos	90%
	UHE Complexo Madeira	96%
	PCH Madeira	90%
Paraguai	UHE Juba Ii	95%
	UHE Juba II	95%
	UHE Jauru	95%
	UHE Itiquira(I,Ii)	95%
	UHE Ponte De Pedra	95%
	UHE Manso	95%
	PCH Paraguai	91%
Teles Pires	UHE Sinop	95%
	UHE Colider	95%
	UHE Sao Manoel	95%
	UHE Teles Pires	95%
	PCH Teles Pires	94%

5.2 Goiás e Distrito Federal

O Estado de Goiás e o Distrito Federal possuem uma posição geoeletrica central de forma que os fluxos passantes das regiões Norte/Nordeste para Sudeste/Centro-Oeste possuem grande impacto no desempenho da malha regional.

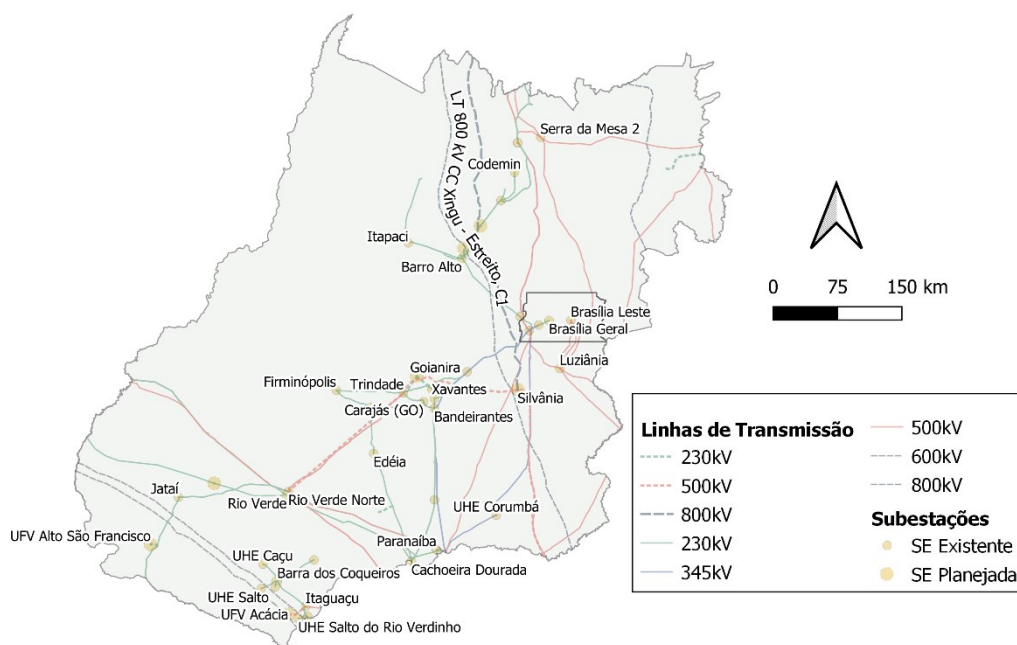
O estado de Goiás é composto por linhas de transmissão em 500kV, 345kV e 230kV, além da vasta rede de distribuição para atender ao mercado consumidor. Destaca-se as linhas de transmissão, em 500kV, entre as subestações Gurupi e Serra da Mesa 1 e 2, denominada interligação Norte/Sul, e as LT 500 kV Serra da Mesa II – Rio das Éguas e Luziânia – Rio das Éguas, denominada interligação Sudeste/Nordeste. Por fim, temos o futuro elo CC entre as subestações Graça Aranha, no estado do Maranhão, para a SE Silvânia, no estado de Goiás.

Desta forma, são casos mais críticos para região de Goiás e DF aqueles em que estão maximizados os fluxos nas linhas de transmissão que interligam as regiões do país, passando pelo estado de Goiás. Estes cenários estão representados nos itens 5.2.1, 5.2.2, 5.2.3 e 5.2.4.

Atualização de Topologia

Para esse ciclo, as obras recomendadas em estudos da EPE mas que ainda não foram outorgadas foram alocadas como referenciais nos 2 últimos anos do diagnóstico, ou seja, 2036 e 2037. São elas: SE 230/138kV Iaciara 2, SE 230/138kV Goianira, 3º transformador 345/138kV Corumbá e, por fim, a recomposição do seccionamento da LD 138kV Campinas - Atlântico na subestação Carajás.

Figura 5-1 – Mapa geoeletrico do estado de Goiás e do Distrito Federal



5.2.1 Cenário de Carga Média Norte Úmido (MNU)

Este cenário representa o período de maior vazão das usinas localizadas nas bacias hidrográficas que compõem a região norte. Nessa condição ocorre a máxima exportação de energia da regiões Norte para o Sudeste/Centro-Oeste.

Neste cenário, a geração considerada na região Norte, predominantemente hidráulica, foi 90% da capacidade instalada. Já na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica em torno de 55% da capacidade instalada e geração eólica em torno de 30%, respeitando o limite das interligações.

Usinas solares de Goiás despachadas em 90% e as usinas térmicas a biomassa ficaram com geração nula. As demais usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Objetivando aumentar o fluxo nas linhas de transmissão do eixo Norte-Sul, também foi analisado o cenário contendo o despacho dos bipolos Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio reduzidos para 50% da sua capacidade nominal. O gráfico da Figura 5-2 mostra o fluxo mais crítico na interligação Norte-Sul ao longo do horizonte estudado.

Tabela 5-5 - Percentuais de Geração por fonte – Caso MNU

Fonte	[%]
Hidro	Norte = 90 Paranaíba = 40
PCH	Tocantins-Araguaia = 80 Paranaíba = 35
EOL	30
UFV	90
BIO	0
UTE	Ordem de mérito

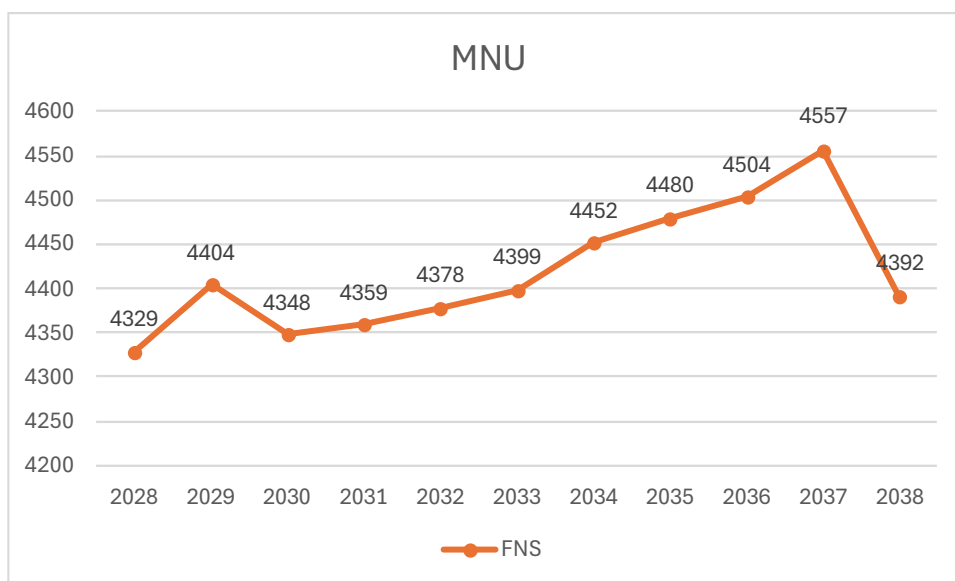


Figura 5-2 - Fluxo na interligação Norte-Sul ao longo do horizonte analisado

5.2.2 Cenário de Carga Pesada Norte Úmido (PNU)

Semelhante ao cenário anterior quanto ao período de alta hidraulicidade, este cenário buscou representar o atendimento a maior carga líquida, aquela sem abatimento da Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) fotovoltaica. As usinas conectadas na distribuição foram despachadas nos seus valores mínimos com objetivo de maximizar o fluxo que desce pelas transformações de fronteira.

Neste cenário, a geração na região Norte, predominantemente hidráulica, ficou com despacho em 90%. Na região Nordeste, considerou-se geração hidráulica entre 65% e 85% da capacidade instalada e a geração eólica em torno de 60%, respeitando o limite das interligações.

As usinas solares e térmicas a biomassa, de Goiás, estão com despacho zero, enquanto que as PCHs das bacias Tocantins-Araguaia e Parnaíba foram despachadas nos valores mínimos.

As demais usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Objetivando aumentar o fluxo nas linhas de transmissão do eixo Norte-Sul, também foi analisado o cenário contendo o despacho dos bipolos Xingu – Estreito e Xingu – Terminal Rio reduzidos para 50% da sua capacidade nominal. O gráfico da Figura 5-3 mostra o fluxo mais crítico na interligação Norte-Sul ao longo do horizonte estudado.

Tabela 5-6 - Percentuais de Geração por fonte – Caso PNU

Fonte	[%]
Hidro	Norte = 90 Paranaíba = 55
PCH	20
EOL	55
UFV	0
BIO	0
UTE	Ordem de mérito

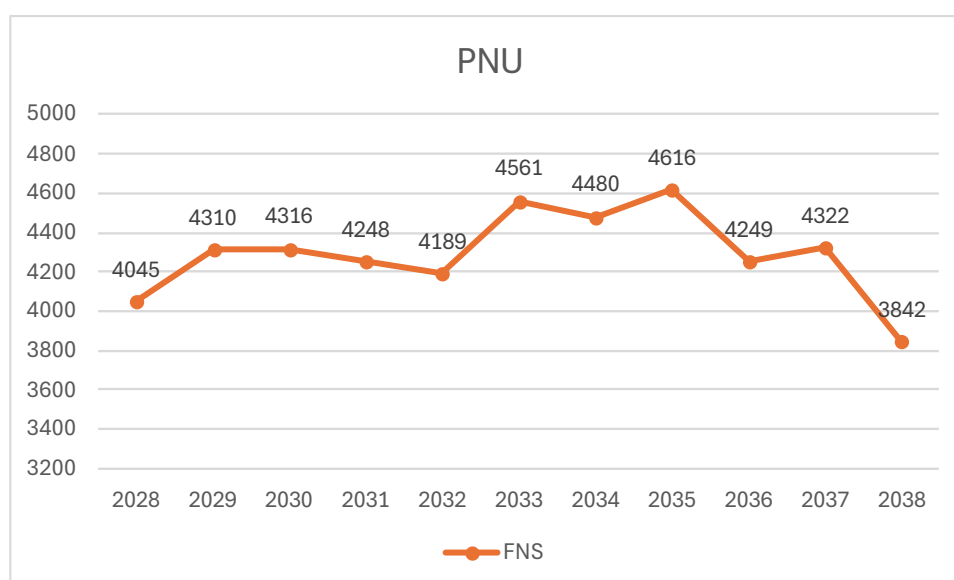


Figura 5-3 - Fluxo na interligação Norte-Sul ao longo do horizonte analisado

5.2.3 Cenário de Carga Média Norte Seco (MNS)

Este cenário tem por objetivo analisar o comportamento da rede no período seco da região Norte e das bacias hidrográficas que compõem a maior parte dos estados de Goiás, Mato Grosso, Acre e Rondônia, concomitantemente com a alta geração das usinas eólicas e fotovoltaicas da região nordeste e norte de Minas Gerais. O patamar de carga selecionado foi o médio, de modo a avaliar o impacto da máxima geração fotovoltaica.

Num recorte mais regional, objetiva-se também simular os altos carregamentos nas transformações de fronteira, no sentido da Rede Básica para a distribuição, como efeito da carga alta e da baixa geração das PCH e CGH conectadas nos sistemas distribuidores locais.

Tabela 5-7 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso MNS

Fonte	[%]
Hidro	Norte = 30 Paranaíba = 30
PCH	TO/Araguaia e Paranaíba = 20
EOL	70
UFV	80
BIO	100
UTE	Ordem de mérito

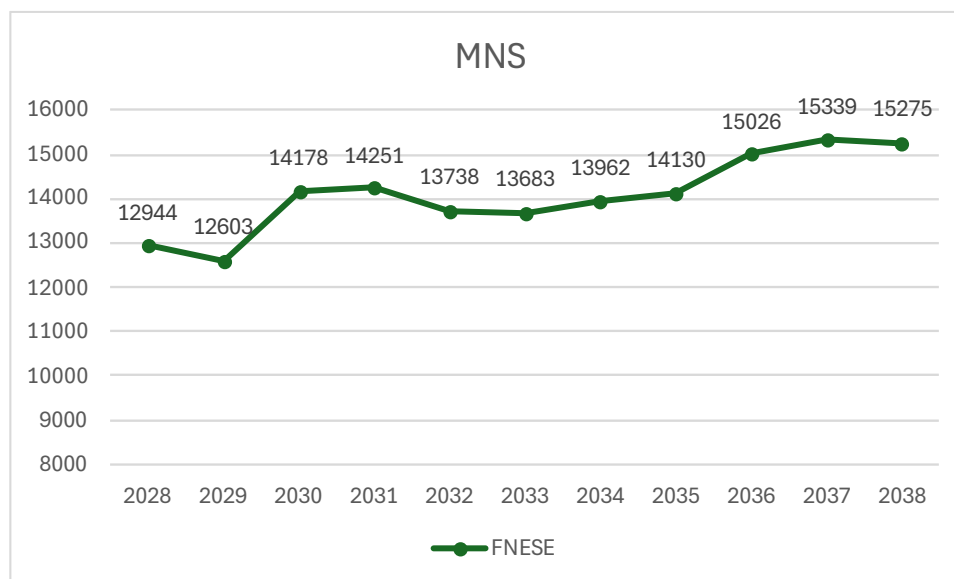


Figura 5-4 - Fluxo na interligação Nordeste-Sudeste ao longo do horizonte analisado

5.2.4 Cenário de Carga Pesada Norte Seco (PNS)

Semelhante ao cenário anterior quanto ao período seco, neste cenário patamar de carga selecionado foi o pesado, que é o patamar de maior carga líquida, aquela sem abatimento da Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD) fotovoltaica. As usinas conectadas na distribuição foram despachadas nos seus valores mínimos com objetivo de maximizar o fluxo que desce pelas transformações de fronteira, no sentido da Rede Básica para a distribuição, como efeito da carga alta e da baixa geração das PCH e CGH conectadas nos sistemas distribuidores locais.

Tabela 5-8 – Percentuais de Geração Hidráulica – Caso PNS

Fonte	[%]
Hidro	Norte = 25 Paranaíba = 40
PCH	TO/Araguaia e Paranaíba = 20
EOL	80
UFV	0
BIO	100
UTE	Ordem de mérito

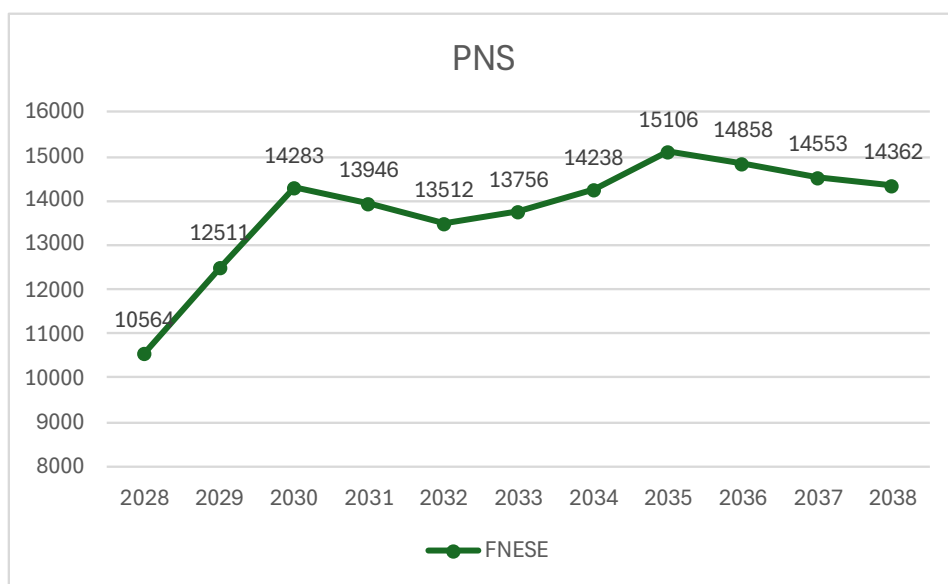


Figura 5-5 - Fluxo na interligação Nordeste-Sudeste ao longo do horizonte analisado

6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA ACRE RONDÔNIA E MATO GROSSO

O capítulo apresenta em figuras os carregamentos máximos em elementos do sistema de transmissão do sistema interligado dos estados do Acre, Rondônia e Mato Grosso, respectivamente, em regime normal e nas perdas de linhas de transmissão e transformadores.

6.1 Estado do Acre

6.1.1 Desempenho das Linhas de Transmissão

Não foram observadas sobrecargas nas linhas de transmissão nos cenários propostos.

6.1.2 Desempenho dos Transformadores de Fronteira

6.1.2.1 Transformação 230/69kV – SE Cruzeiro do Sul

Atualmente dotada de 2 unidades de transformação 230/69kV com capacidade 50/60MVA.

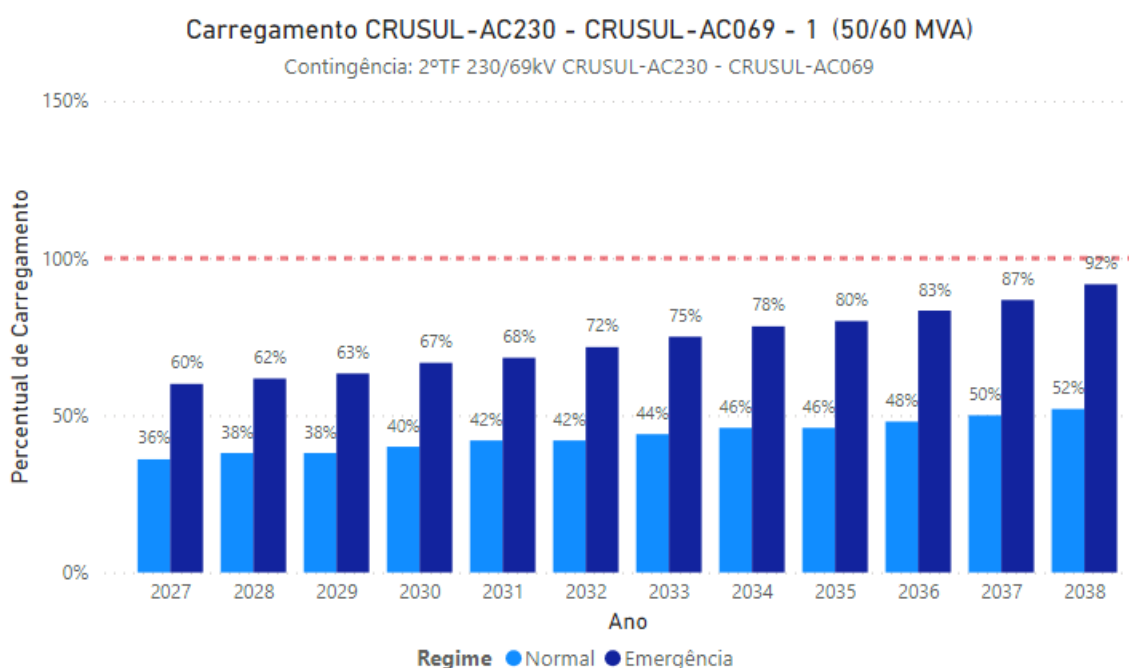


Figura 6-1 - Carregamentos nos transformadores de Cruzeiro do Sul 230/69kV – Regime Normal e Contingências - PNS

A Figura 6-1 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário PNS de importação descrito no Cenário 2.

6.1.2.2 Transformação 230/69kV – SE Rio Branco

Atualmente dotada de 4 unidades de transformação 230/69kV com capacidade 100/100MVA.

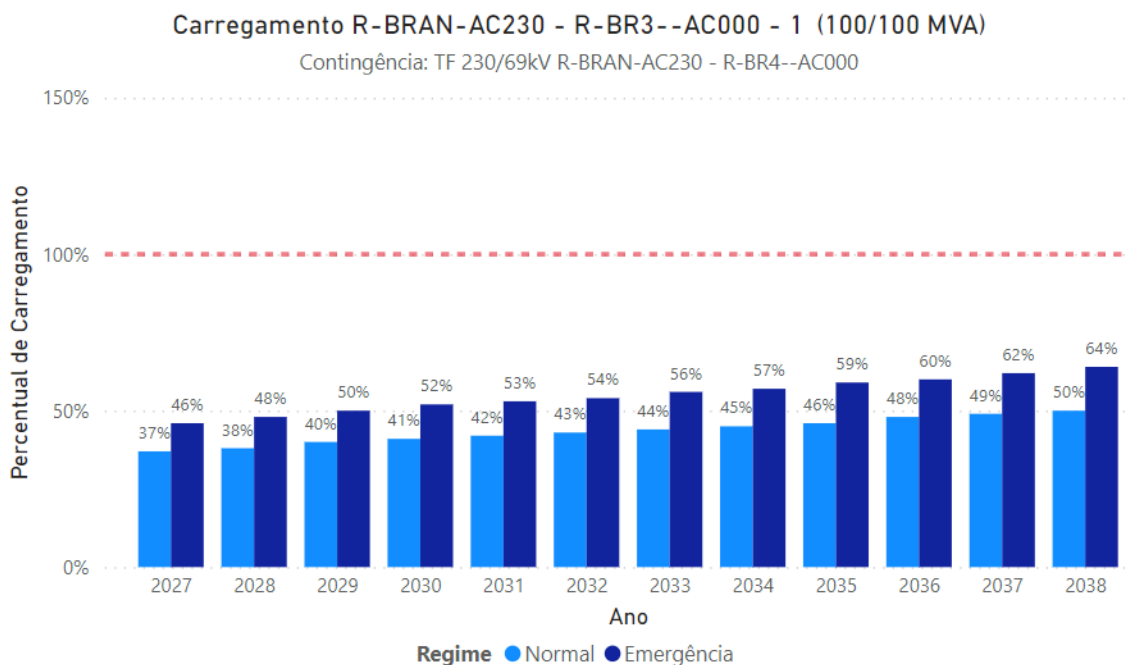


Figura 6-2 - Carregamentos nos transformadores de Rio Branco 230/69kV – Regime Normal e Contingências - MNU

A Figura 6-2 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário MNU de exportação descrito no Cenário 4.

6.2 Estado de Rondônia

6.2.1 Desempenho das Linhas de Transmissão

O diagnóstico a seguir se refere às simulações no Cenário Norte Importador (Norte Seco) – Carga Pesada e Cenário Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Leve.

6.2.1.1 LT 230kV Vilhena – Capacitor em série

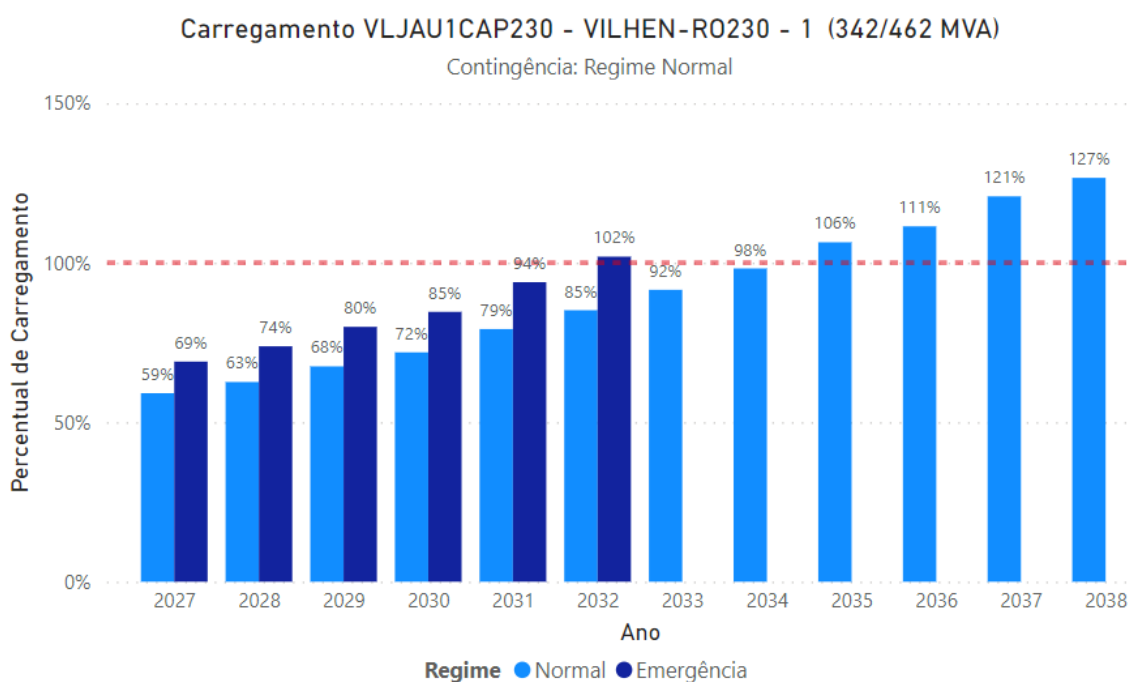


Figura 6-3 - LT Vilhena / Jauru 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - PNS

A Figura 6-3 ilustra o pior comportamento da Linha de transmissão no cenário PNS de importação descrito no Cenário 2. Nos anos de 2033 a 2037 a simulação dessa contingência não chegou a convergir, tanto nas simulações automáticas quanto individualizadas.

6.2.1.2 LT 230kV Pimenta Bueno – Vilhena

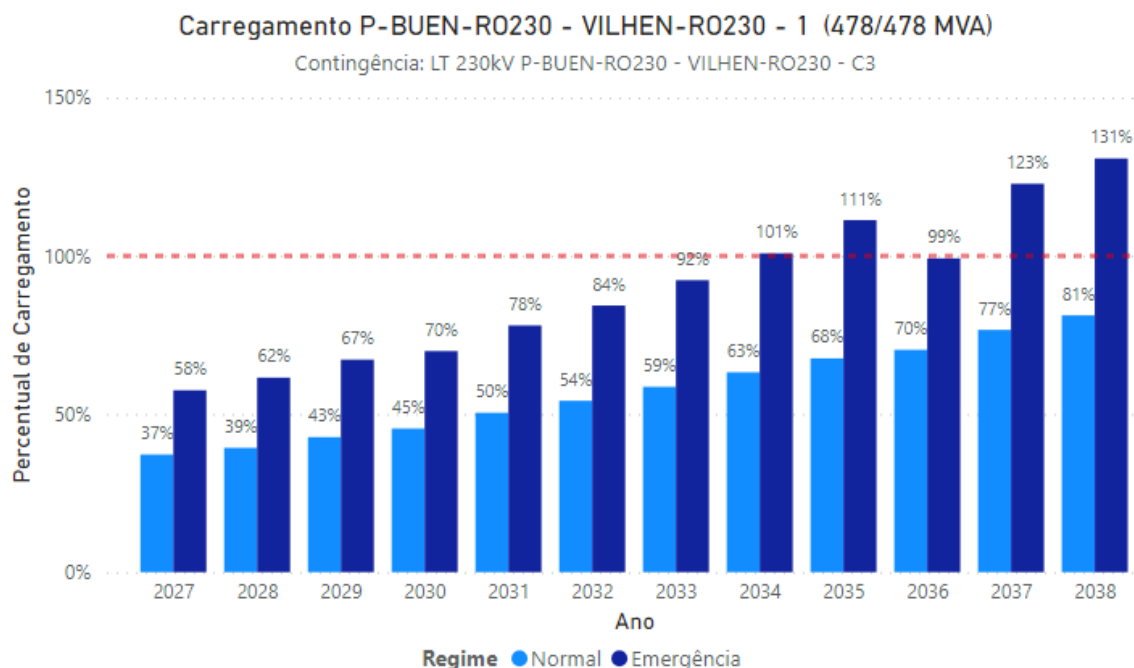


Figura 6-4 - LT Pimenta Bueno / Vilhena C1 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - PNS

A Figura 6-4 ilustra o pior comportamento da Linha de transmissão, no circuito 1, cenário PNS de importação descrito no Cenário 2, em regime normal e na contingência do circuito 3 de maior capacidade 558/697 MVA. A capacidade do circuito 1 é inferior ao restante dos outros circuitos em função dos TCs.

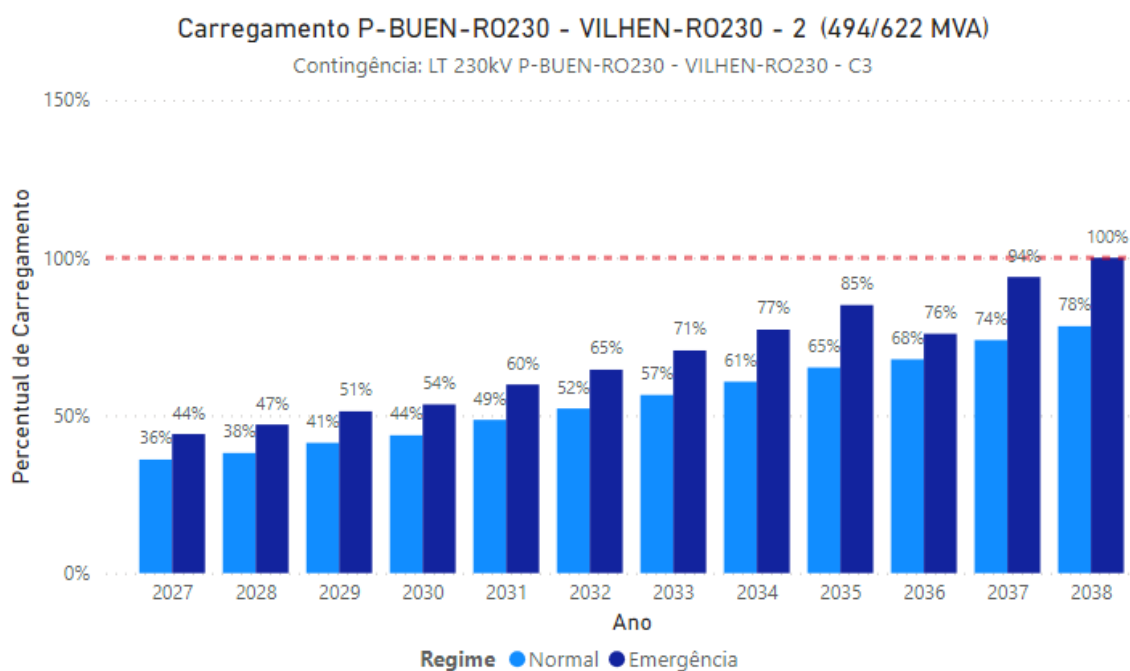


Figura 6-5 - - LT Pimenta Bueno / Vilhena C2 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - PNS

O comportamento do circuito 2 da Linha de transmissão, cenário PNS de importação (Cenário 2), descrito na Figura 6-5, em regime normal e na contingência do circuito 3 de maior capacidade 558/697 MVA apresenta sobrecarga no final do horizonte, em 2038.

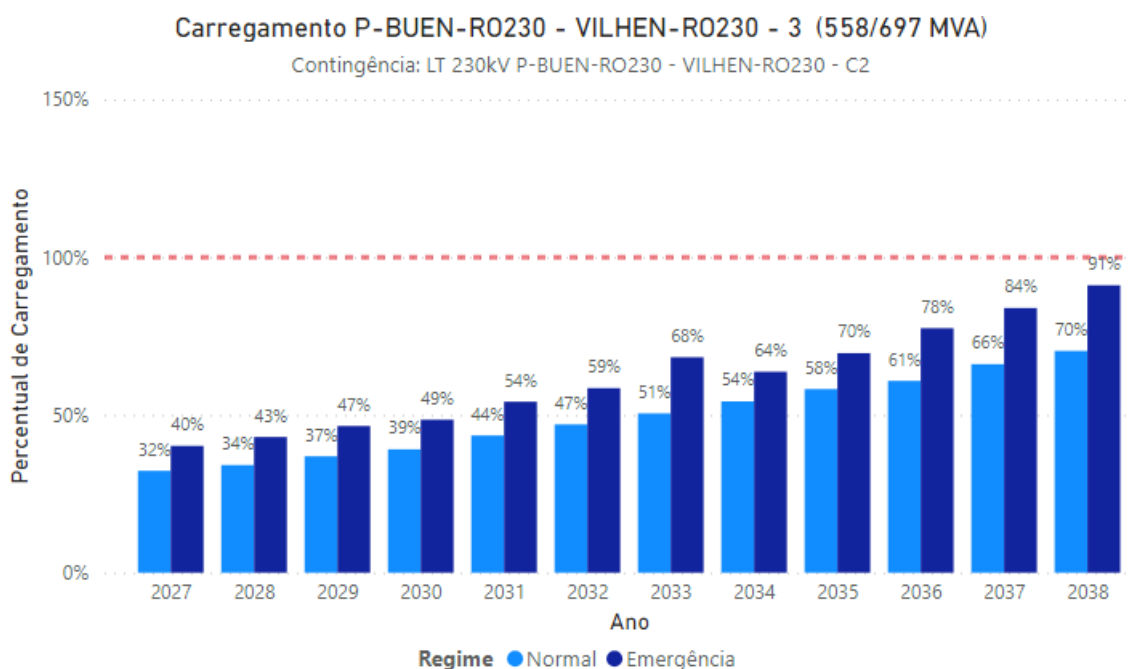


Figura 6-6 - LT Pimenta Bueno / Vilhena C3 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - PNS

O comportamento do circuito 3 da Linha de transmissão, cenário PNS de importação (Cenário 2), descrito na Figura 6-6 , em regime normal e na contingência do circuito 2 de maior capacidade 494/622 MVA não apresentou sobrecarga no horizonte diagnosticado.

6.2.1.3 LT 230kV Porto Velho – Samuel

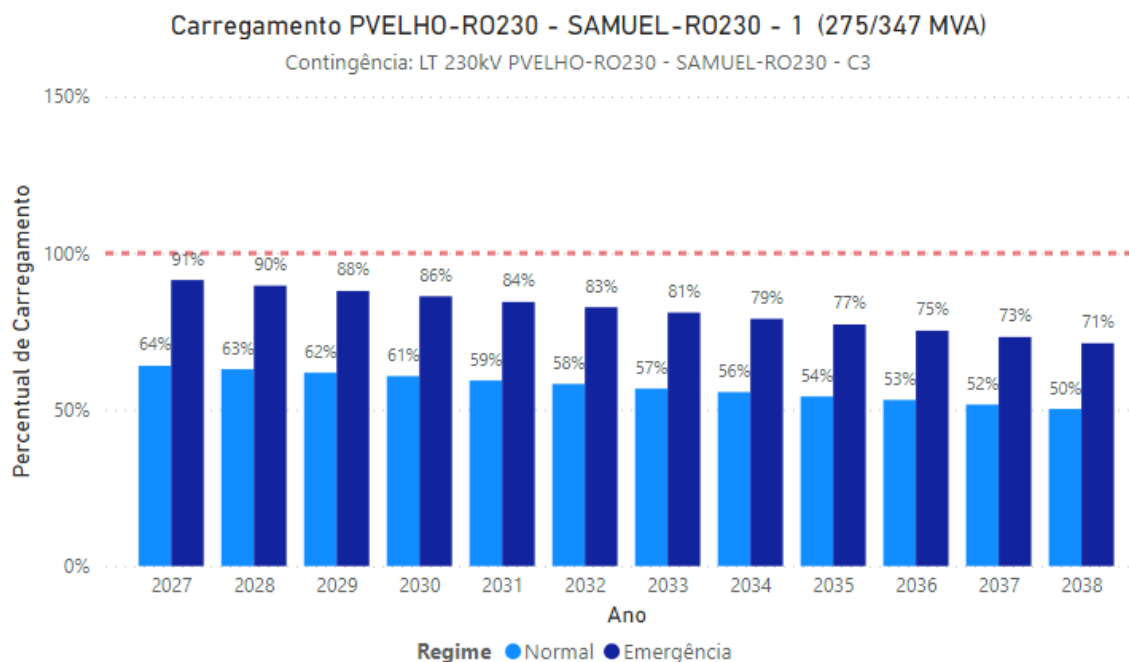


Figura 6-7 - LT Porto Velho / Samuel 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - LNU

A Figura 6-7 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário LNU de exportação descrito no Cenário 1. O sistema de transmissão encontra-se dentro dos limites de carregamento no horizonte proposto.

6.2.2 Desempenho dos Transformadores de Rede Básica de Fronteira

O diagnóstico a seguir se refere às simulações nos cenários Norte Importador (Norte Seco) – Carga Pesada.

6.2.2.1 Transformação 230/138kV - SE Pimenta Bueno

Atualmente dotada de 3 unidades de transformação com capacidades 2x55/55MVA e 1x55/66MVA.

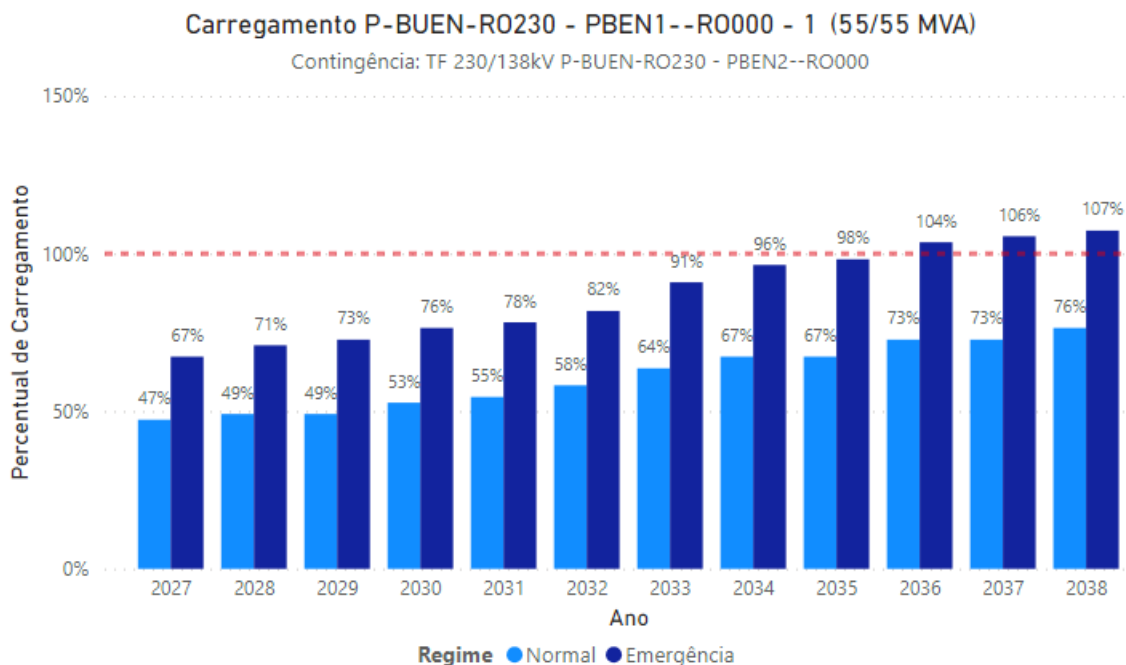


Figura 6-8 - Carregamentos nos transformadores de Pimenta Bueno 230/138kV – Regime Normal e Contingências - PNS

O máximo carregamento em emergência ocorre na contingência 230/138 kV na subestação de Pimenta Bueno. A Figura 6-8 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário PNS de importação descrito no Cenário 2. Os transformadores têm sua capacidade de carregamento em contingência superada a partir de 2034 (superando o limite de 95% da capacidade de emergência do equipamento).

6.2.2.2 Transformação 230/138kV - SE Abunã

Atualmente dotada de 2 unidades de transformação com capacidades 55/55MVA cada.

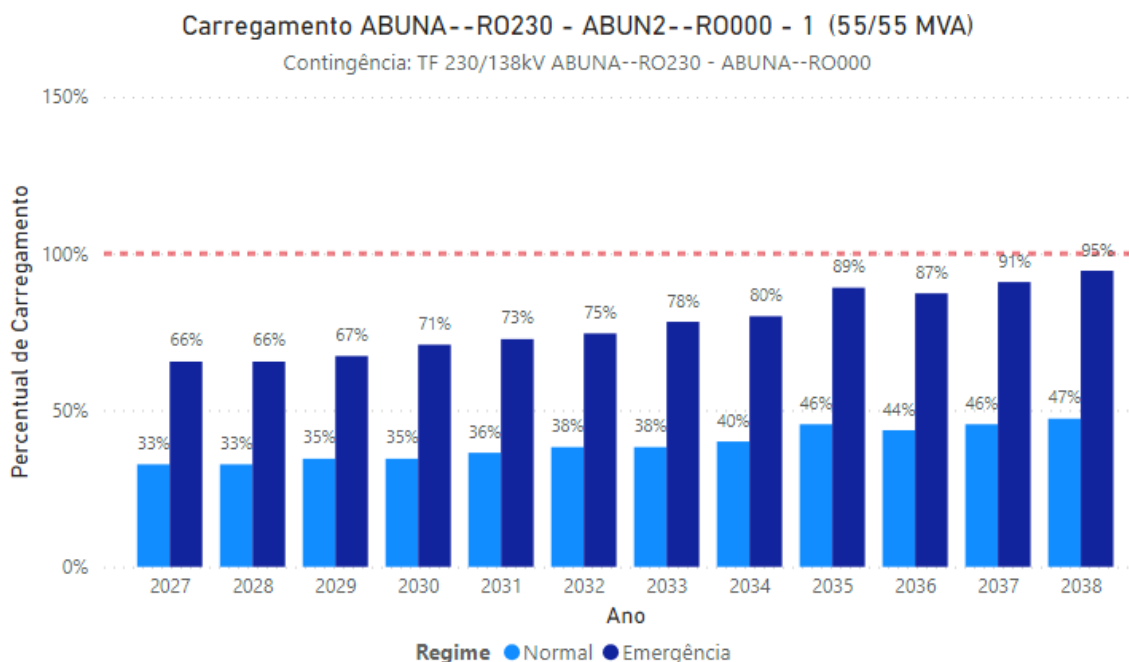


Figura 6-9 - Carregamentos nos transformadores de Abunã 230/138kV – Regime Normal e Contingências - PNS

O máximo carregamento em emergência ocorre na contingência 230/138 kV na subestação de Abunã. A Figura 6-9 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário PNS de importação descrito no Cenário 2. Os transformadores têm sua capacidade de carregamento em contingência superada a partir de 2038 (atingindo o limite de 95% da capacidade de emergência do equipamento).

6.2.3 Planejamento do sistema elétrico para a SE de Porto Velho

O Relatório De Viabilidade Técnico-Econômica-Socioambiental: Relatório R1, documento EPE-DEE-RE-019/2024-rev0, envolvendo o atendimento à capital de Porto Velho encontra-se em vias de emissão. A Tabela 6-1 apresenta as obras determinativas e indicativas que serão autorizadas segundo o documento.

Tabela 6-1 – Relação de obras determinativas e indicativas no R1 de atendimento a Porto velho

Obra	Ano
5º Transformador trifásico de 150 MVA na SE Porto Velho	2027
SE Guaporé 69/13,8kV	2027
LD 69kV Porto Velho - Guaporé C1 1x795 MCM Drake	2027
LD 69kV Coletora Porto Velho - Centro C11x556,5 MCM Dove	2032
3º Transformador trifásico de 100 MVA na SE Coletora Porto Velho	2034

6.2.3.1 Transformação 230/69kV - SE Porto Velho

Atualmente dotada de 4 unidades de transformação com capacidades 100/105MVA cada. Com simulação incluindo a entrada em operação da 5ª unidade transformadora 150/180MVA.

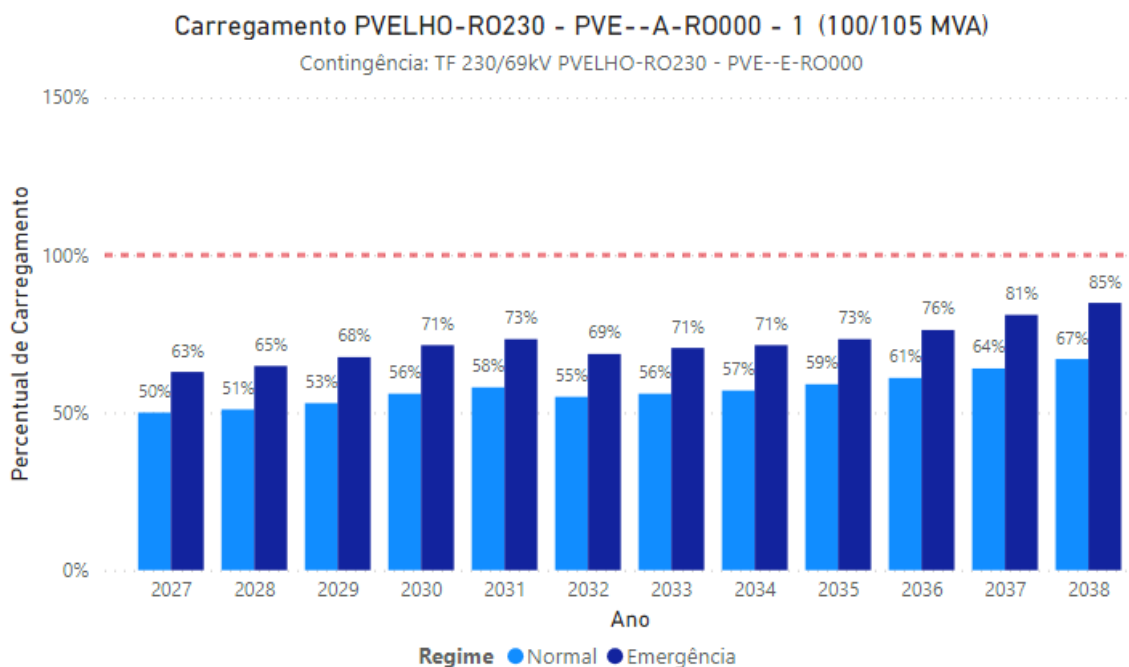


Figura 6-10 - Carregamentos nos transformadores de Porto Velho 230/69kV – Regime Normal e Contingências - PNS

A Figura 6-10 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário PNS de importação descrito no Cenário 2. A contingência envolvida se refere a saída de operação do transformador de 150MVA (maior capacidade).

6.2.3.2 Transformação 230/69kV - SE Coletora Porto Velho

Atualmente dotada de 2 unidades de transformação com capacidades 100/120MVA cada. Com simulação incluindo a entrada em operação da 3ª unidade transformadora 100/120MVA a partir de 2034.

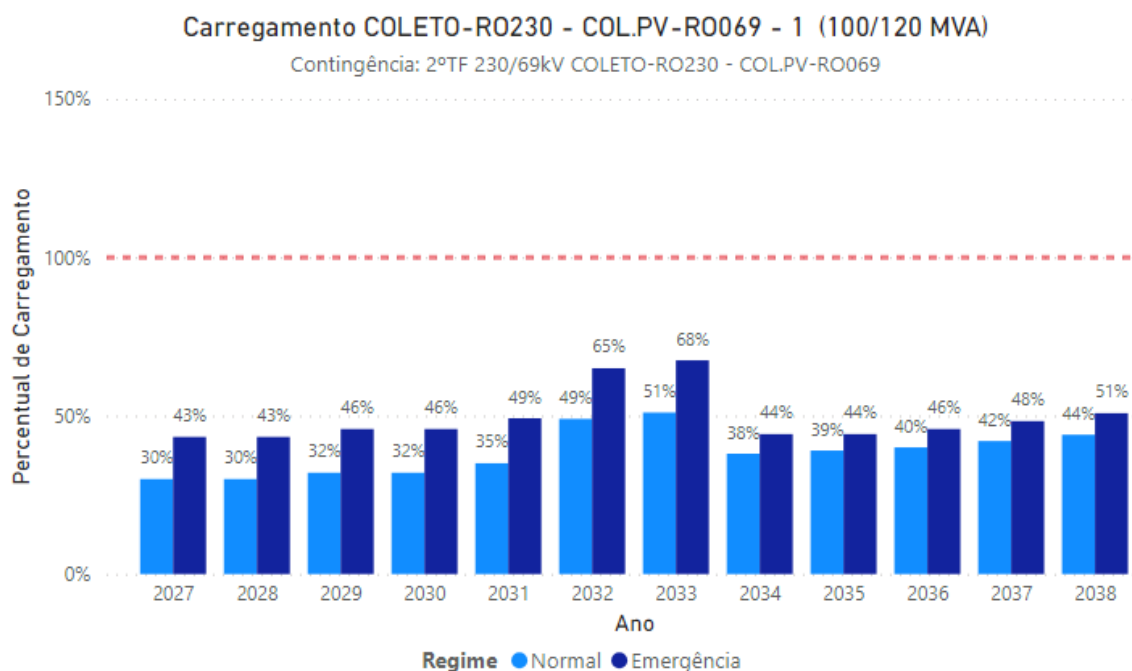


Figura 6-11 Carregamentos nos transformadores de Coletora Porto Velho 230/69kV – Regime Normal e Contingências - PNS -

A Figura 6-11 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário PNS de importação descrito no Cenário 2. O aumento do carregamento nos anos de 2032 e 2033 se referem ao aumento

de fluxo na região em função da nova Linha de Distribuição 69kV Coletora Porto Velho - Centro. A redução do carregamento em 2034 se justifica em função do novo transformador previsto para esse ano.

6.3 Estado do Mato Grosso

6.3.1 Desempenho das Linhas de Transmissão

O diagnóstico a seguir se refere às simulações no Cenário Norte Importador (Norte Seco) – Carga Pesada. Não foram observadas sobrecargas nas linhas de transmissão nos outros cenários propostos.

6.3.1.1 Capacitor série da LT 230kV Barra do Peixe (MT) – Rio Verde (GO)

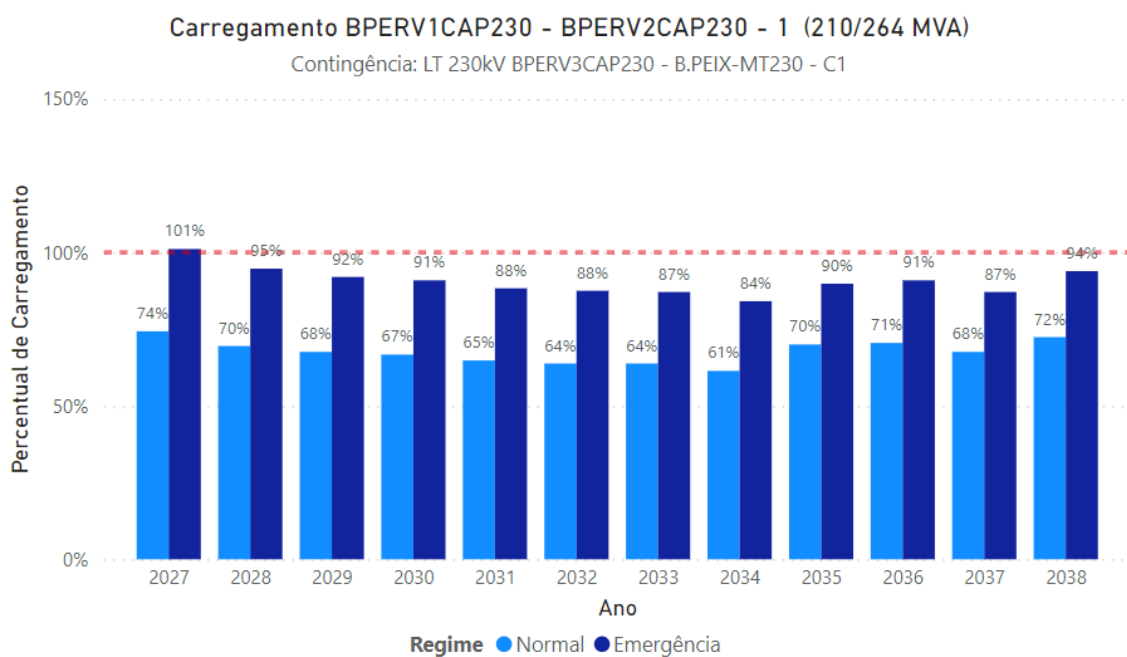


Figura 6-12 – Capacitor Série da LT Barra do Peixe / Rio Verde 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Paralela - PNS

A linha de transmissão, circuito 2, que conecta Rio Verde a Barra do Peixe possui limitação de capacidade de transmissão em função dos capacitores em série na linha que suportam cargas menores. Ainda assim, de acordo com o diagnóstico, não foram observadas sobrecargas em regime normal ou emergência no elemento em destaque.

6.3.1.2 LT 230kV Sinop – UTE Sorriso - Sorriso

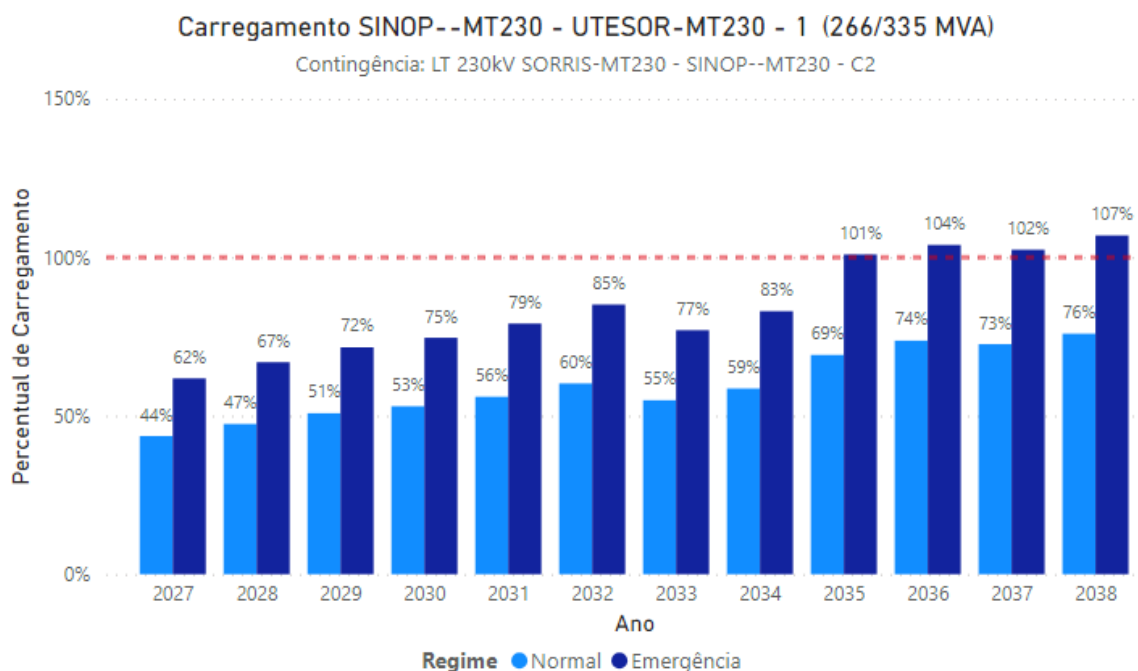


Figura 6-13 - LT Sinop / UTE Sorriso 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Sinop / Sorriso 230kV - PNS

A linha de transmissão foi diagnosticada com sobrecargas a partir de 2035, quando o caso não chegou a convergir em regime de emergência na contingência da linha adjacente. A Linha Sorriso / UTE Sorriso 230kV possui comportamento similar a esta conforme pode-se ver na Figura 6-14:

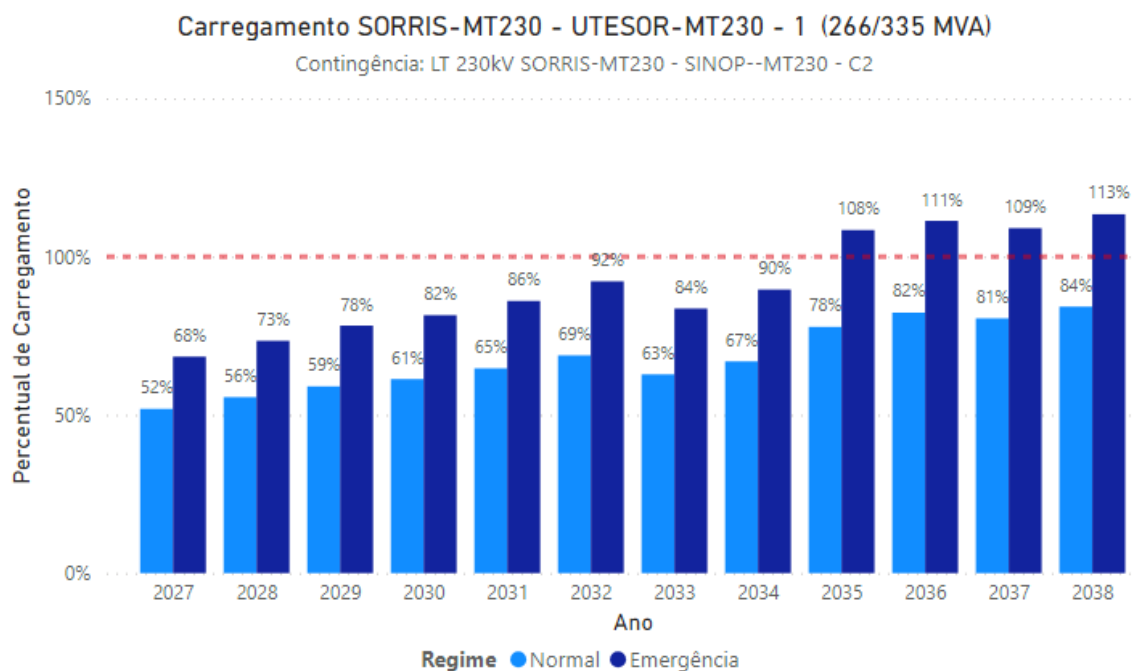


Figura 6-14 - LT Sorriso / UTE Sorriso 230 kV – Regime Normal e Perda da LT Sinop / Sorriso 230kV - PNS

6.3.2 Desempenho dos Transformadores da Rede Básica e Fronteira

O diagnóstico a seguir se refere às simulações nos cenários Norte Importador (Norte Seco) – Carga Pesada, Norte Exportador (Norte Úmido) – Carga Média e Norte Importador (Norte Seco) – Carga Leve.

6.3.2.1 Rede Básica

Os máximos carregamentos percentuais dos transformadores de Rede Básica, em regime normal e em emergências, são mostrados a seguir:

6.3.2.1.1 Transformação 500/230kV - SE Jauru

Atualmente dotada de 2 unidades de transformação 500/230kV com capacidade 750/900MVA cada.

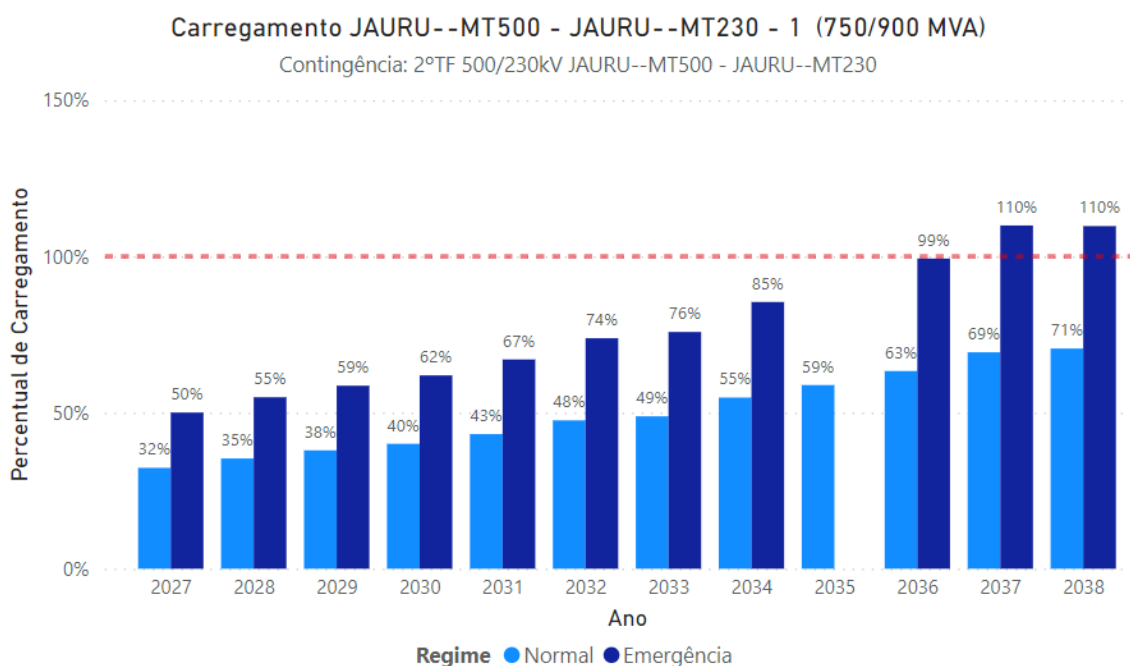


Figura 6-15 - Carregamento no transformador de Jauru 500/230kV – Regime Normal e Contingências - PNS

O máximo carregamento em emergência ocorre na perda de um dos bancos 500/230 kV na subestação Jauru, sem que ocorram violações. A Figura 6-15 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário PNS de importação descrito no Cenário 5.1.2. O caso não convergiu em regime de emergência em 2035.

Os transformadores têm sua capacidade de carregamento em contingência superada a partir de 2036 (superando o limite de 95% da capacidade de emergência do equipamento).

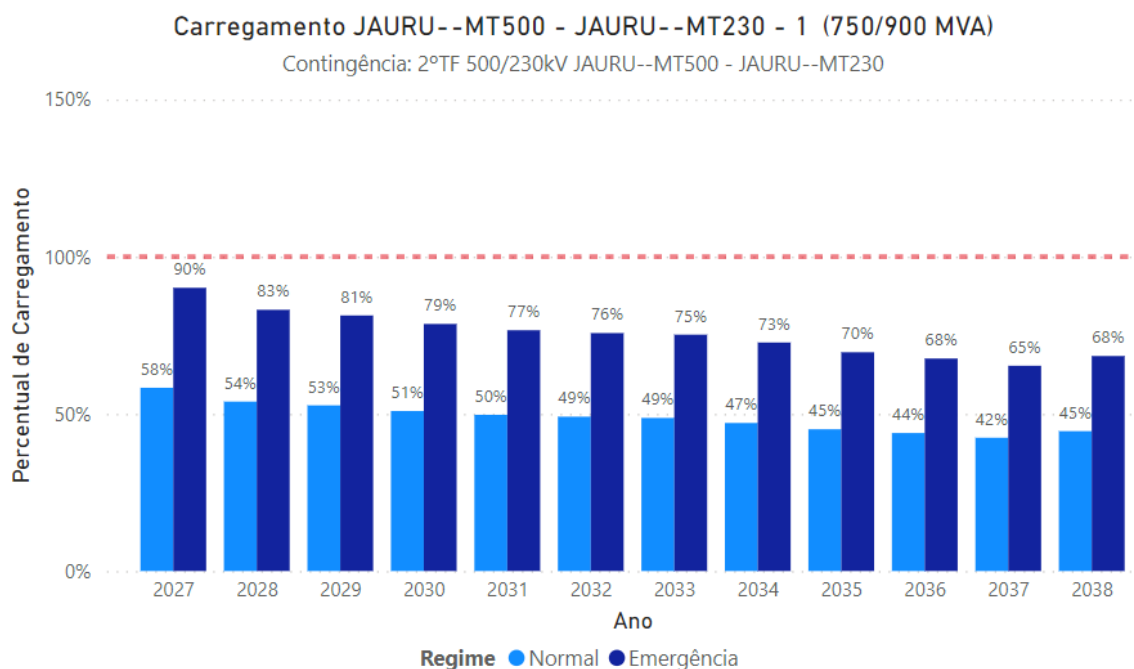


Figura 6-16 - Carregamento no transformador de Jauru 500/230kV – Regime Normal e Contingências – LNU

A Figura 6-16 ilustra o comportamento da transformação no cenário de exportação LNU descrito no Cenário 1 e Cenário 2.

6.3.2.1.2 Transformação 500/230kV - SE Ribeirão

Atualmente dotada de 1 unidade de transformação com capacidade 400/520MVA:

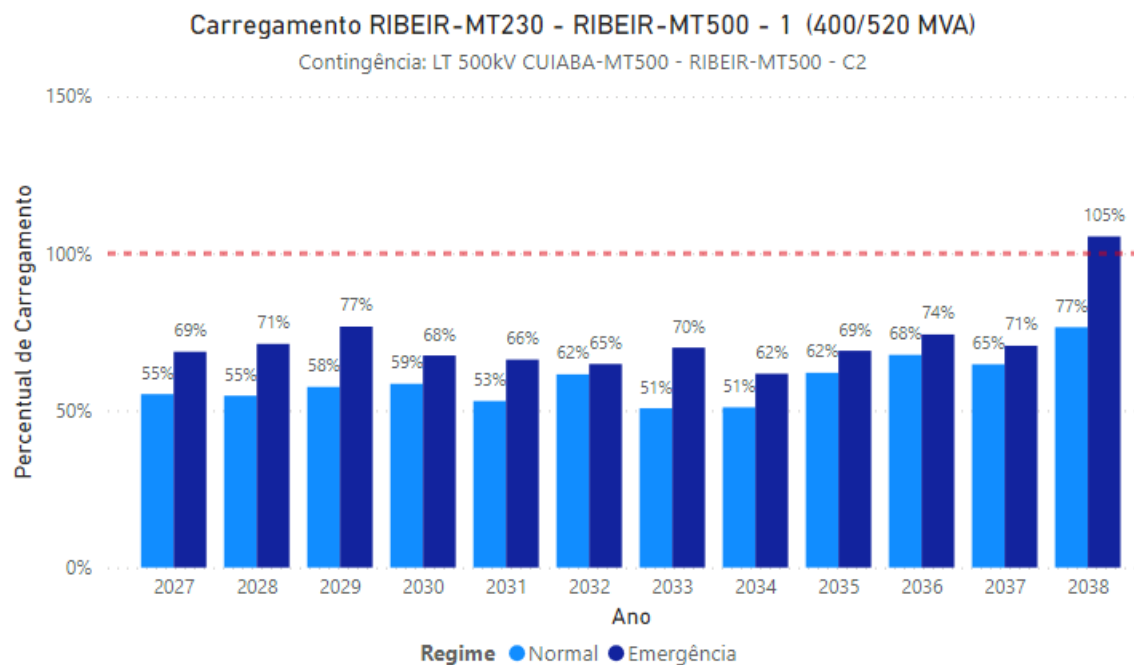


Figura 6-17 - Carregamento no transformador de Ribeirãozinho 500/230kV – Regime Normal e Contingência - PNS

Não foram observadas sobrecargas em regime normal na transformação de Ribeirãozinho ao longo do horizonte. Foi observada apenas uma sobrecarga no último ano do horizonte, na pior contingência da região, da LT Cuiabá/ Ribeirãozinho 500kV.

6.3.2.1.3 Transformação 500/230kV - SE Sinop

Atualmente dotada de 2 unidade de transformação 500/230kV com capacidade 400/480MVA e de 3 unidades de transformação 230/138kV com capacidade 100/102MVA.

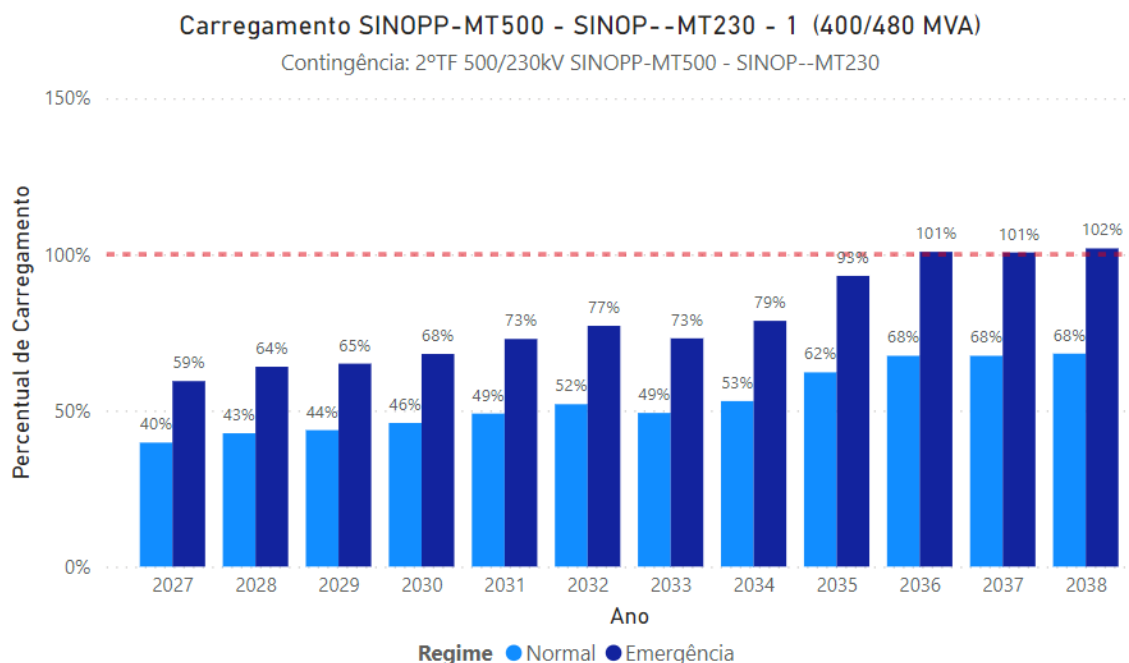


Figura 6-18 - Carregamentos nos transformadores de Sinop 500/230kV – Regime Normal e Contingências - PNS

O máximo carregamento em emergência ocorre na perda de um dos bancos 500/230 kV na subestação Sinop, sem que ocorram violações. Os resultados expostos na Figura 6-18 são descritos como PNS de importação no Cenário 5.1.2. Os transformadores têm sua capacidade de carregamento em contingência superada a partir de 2036 (superando o limite de 95% da capacidade de emergência do equipamento).

6.3.2.2 Fronteiras

Os máximos carregamentos percentuais dos transformadores de Rede Básica de Fronteira, em regime normal e em emergências são mostrados a seguir.

6.3.2.2.1 Transformação 230/138kV - SE Brasnorte

Atualmente dotada de 1 unidade de transformação 230/138kV com capacidade 100/100MVA.

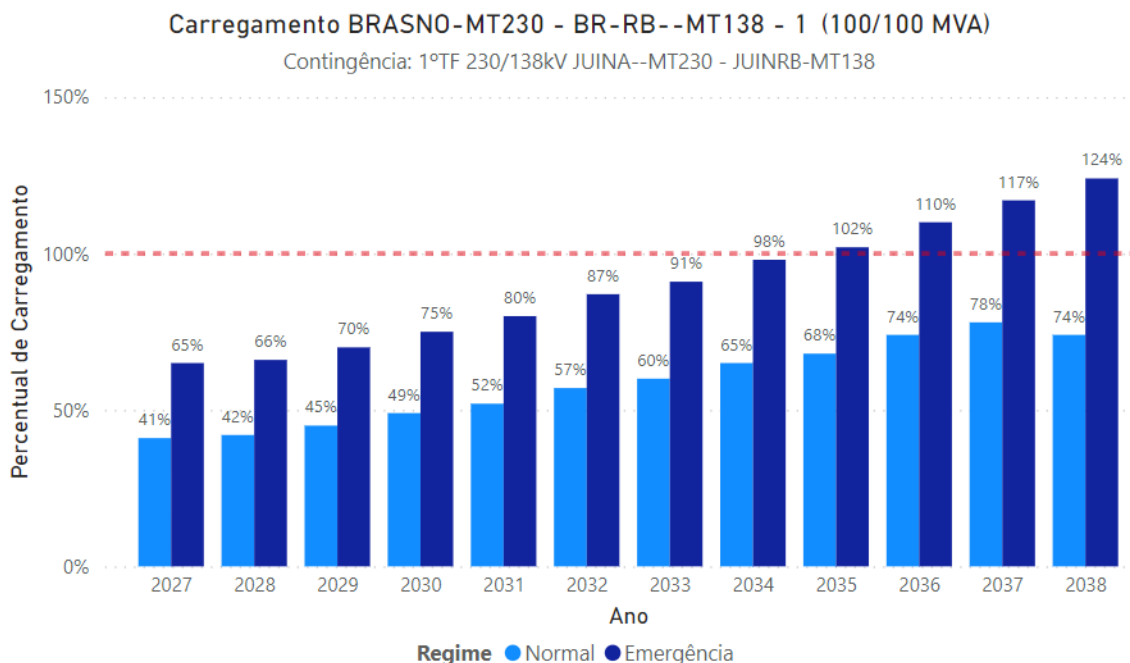


Figura 6-19 - Carregamento no transformador de Brasnorte 230/138kV – Regime Normal e Contingência - PNS

O máximo carregamento em emergência ocorre na contingência 230/138 kV na subestação de Juína. A Figura 6-19 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário PNS de importação descrito no Cenário 2. Os transformadores têm sua capacidade de carregamento em contingência superada a partir de 2034 (superando o limite de 95% da capacidade de emergência do equipamento).

Adicionalmente, de acordo com a Figura 6-20, foi observado que a contingência da transformação 230/138 kV de Juína causa a deterioração do perfil de tensões na área a partir de 2028 com subtensão a partir de 2035.

Tensão Mínima Verificada

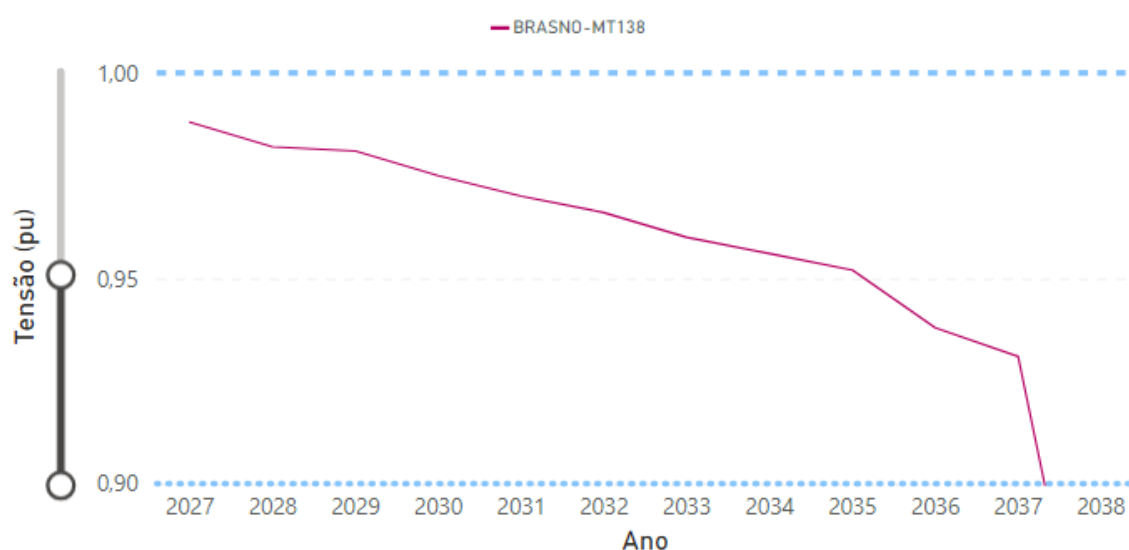


Figura 6-20 - Perfil de tensão de Brasnorte 138kV sob contingência da transformação 230/138kV Juina - PNS

Tensão Mínima Verificada

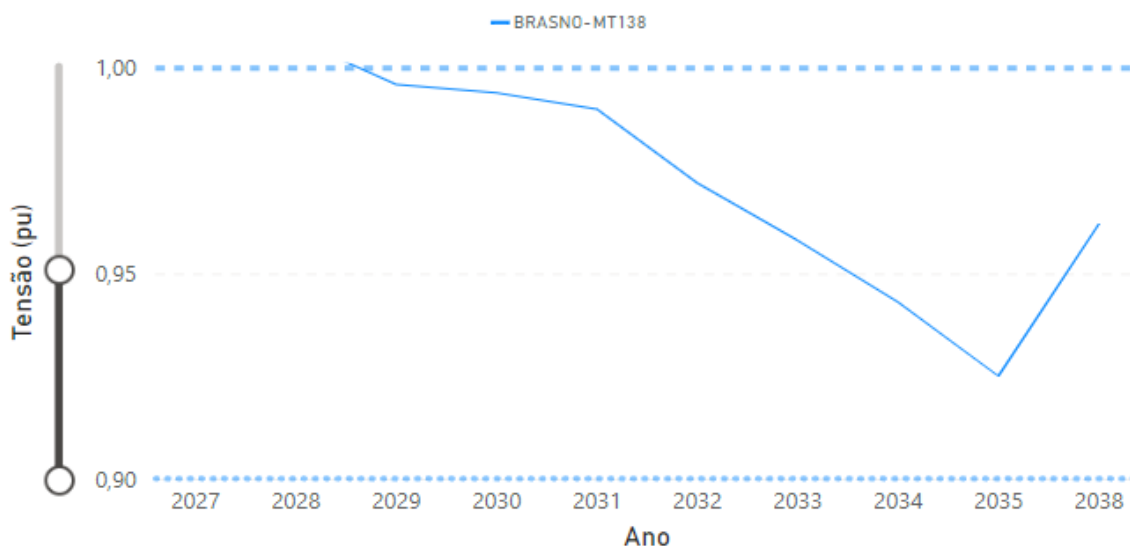


Figura 6-21 - Perfil de tensão de Brasnorte 138kV sob contingência da transformação 230/138kV Brasnorte - PNS

Também é observado que a contingência na transformação 230/138kV de Brasnorte causa a deterioração do perfil de tensões na área a partir de 2031 com subtensão a partir de 2034.

6.3.2.2.2 Transformação 230/138kV - SE Juína

Atualmente dotada de 1 unidade de transformação 230/138kV com capacidade 100/100MVA.

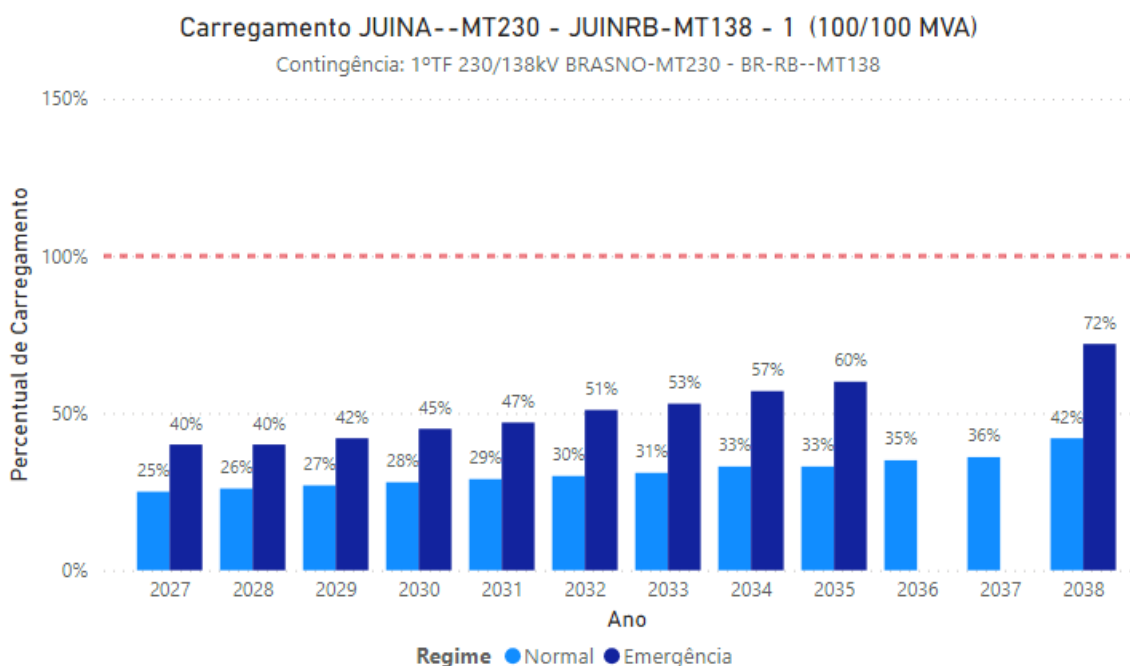


Figura 6-22 - Carregamento no transformador de Juína 230/138kV – Regime Normal e Contingência – PNS

O carregamento da SE Juína 230/138kV em regime normal e em contingência do transformador de Brasnorte é ilustrada na Figura 6-22 e encontra-se dentro dos limites de carregamento no horizonte proposto.

Tensão Mínima Verificada

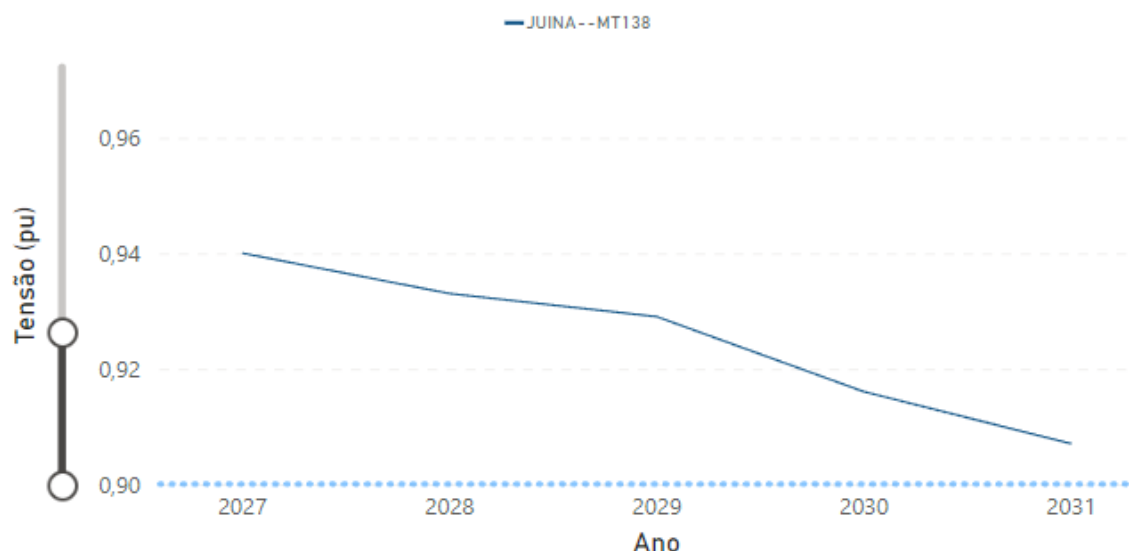


Figura 6-23 - Perfil de tensão de Juina 138kV em Regime Normal - PNS

A SE Juina em regime normal apresenta deterioração do perfil de tensão, apresentando subtensão, a partir de 2027. O perfil se expande para as subestações de 138kV que estão próximas.

6.3.2.2.3 Transformação 230/138kV - SE Jauru

Atualmente dotada de 2 unidades de transformação 230/138kV com capacidade 300MVA cada.

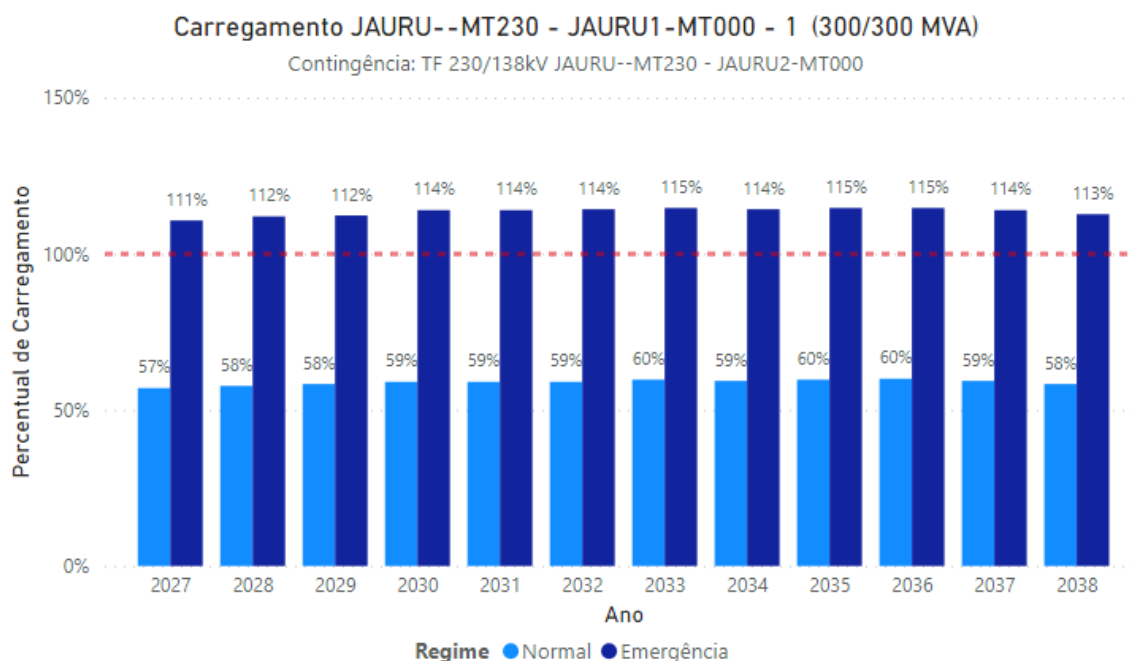


Figura 6-24 - Carregamentos nos transformadores de Jauru 230/138kV – Regime Normal e Contingências - MNU

Os transformadores 230/138 kV de Jauru têm sua capacidade de carregamento em contingência superada a partir de 2027 (superando o limite de 95% da capacidade de emergência do equipamento). A Figura 6-24 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário MNU de exportação descrito no Cenário 3.

6.3.2.2.4 Transformação 230/138kV - SE Lucas do Rio Verde

Atualmente dotada de 2 unidades de transformação 230/138kV com capacidade 75/90MVA cada.

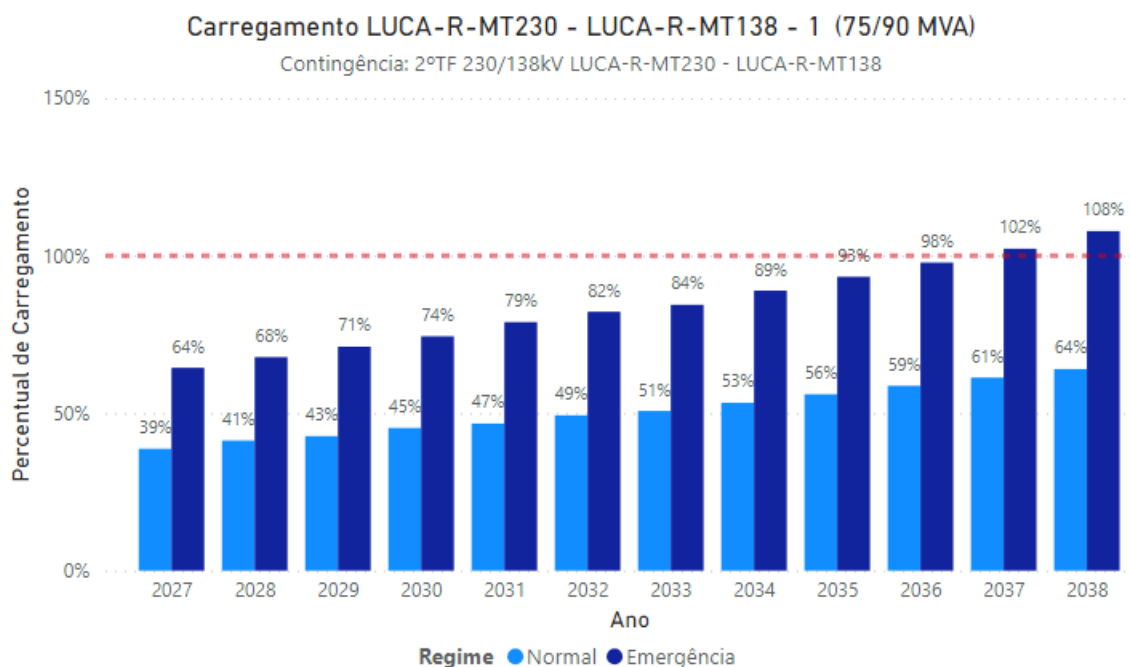


Figura 6-25 - Carregamentos nos transformadores de Jauru 230/138kV – Regime Normal e Contingências - PNS

Os transformadores 230/138 kV de Lucas do Rio Verde têm sua capacidade de carregamento em contingência superada a partir de 2036 (superando o limite de 95% da capacidade de emergência do equipamento). A Figura 6-25 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário PNS de importação descrito no Cenário 2.

6.3.2.2.5 Transformação 230/69kV - SE Nova mutum

Atualmente dotada de 3 unidades de transformação com capacidades: 2x30/30MVA e 33/33MVA.

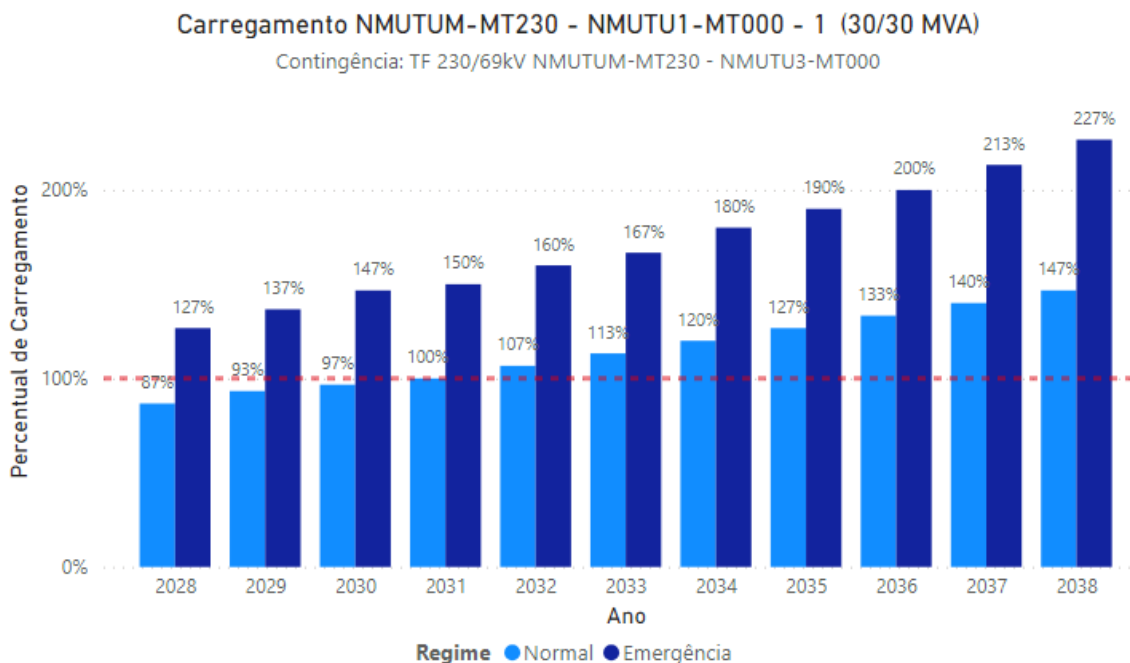


Figura 6-26 - Carregamentos nos transformadores de Nova Mutum 230/69kV – Regime Normal e Contingências – LNS

A Figura 6-26 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário LNS de importação, puxado pelo agronegócio da região, descrito no Cenário 3. Os transformadores 230/69 kV de Nova

Mutum têm sua capacidade normal superada a partir de 2030 (superando o limite de 95% da capacidade normal do equipamento) e têm sua capacidade de carregamento em contingência superada em todo o horizonte avaliado.

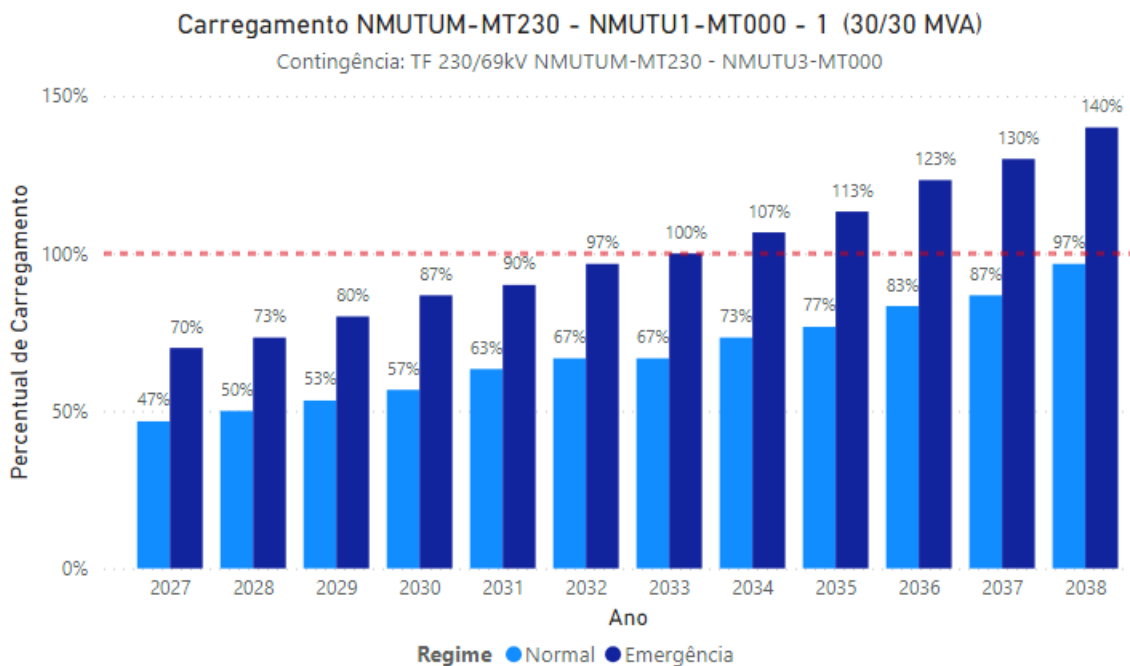


Figura 6-27 - Carregamentos nos transformadores de Nova Mutum 230/69kV – Regime Normal e Contingências – PNS

A Figura 6-27 ilustra o comportamento da transformação no cenário PNS de importação descrito no Cenário 2.

6.3.2.2.6 Transformação 230/69kV - SE Nobres

Atualmente dotada de 2 unidades de transformação com capacidade 100/120MVA cada.

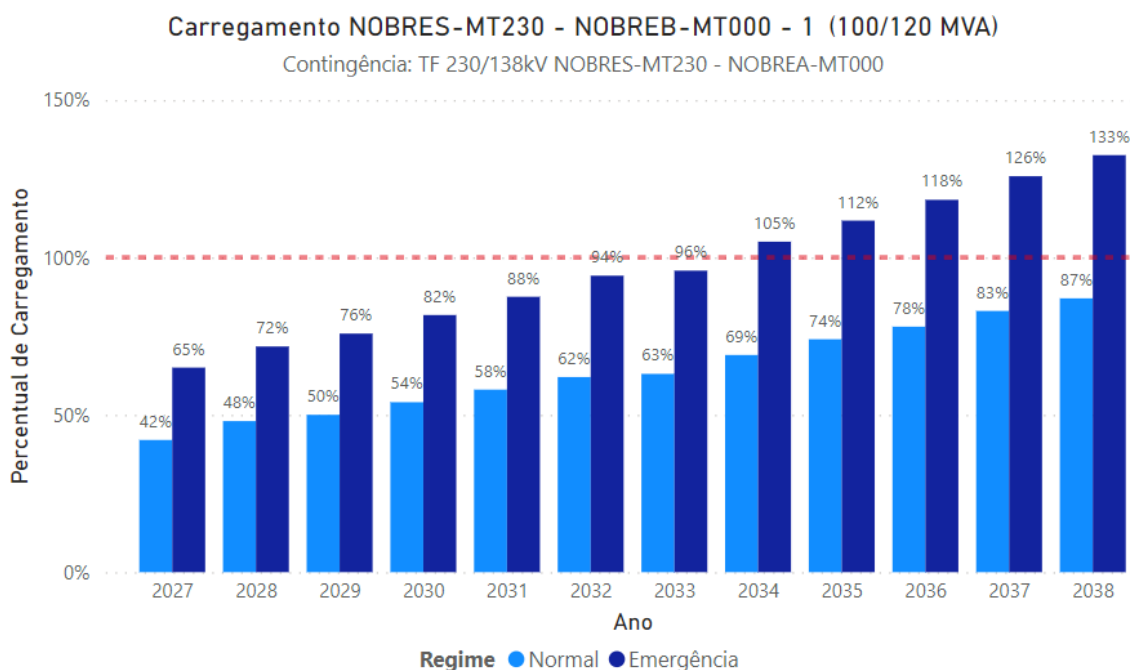


Figura 6-28 - Carregamentos nos transformadores de Nobres 230/138kV – Regime Normal e Contingências - PNS

A Figura 6-28 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário PNS de importação descrito no Cenário 2. Os transformadores 230/69 kV de Nobres têm sua capacidade de carregamento na contingência de um dos transformadores (100/120MVA) superada a partir de 2033.

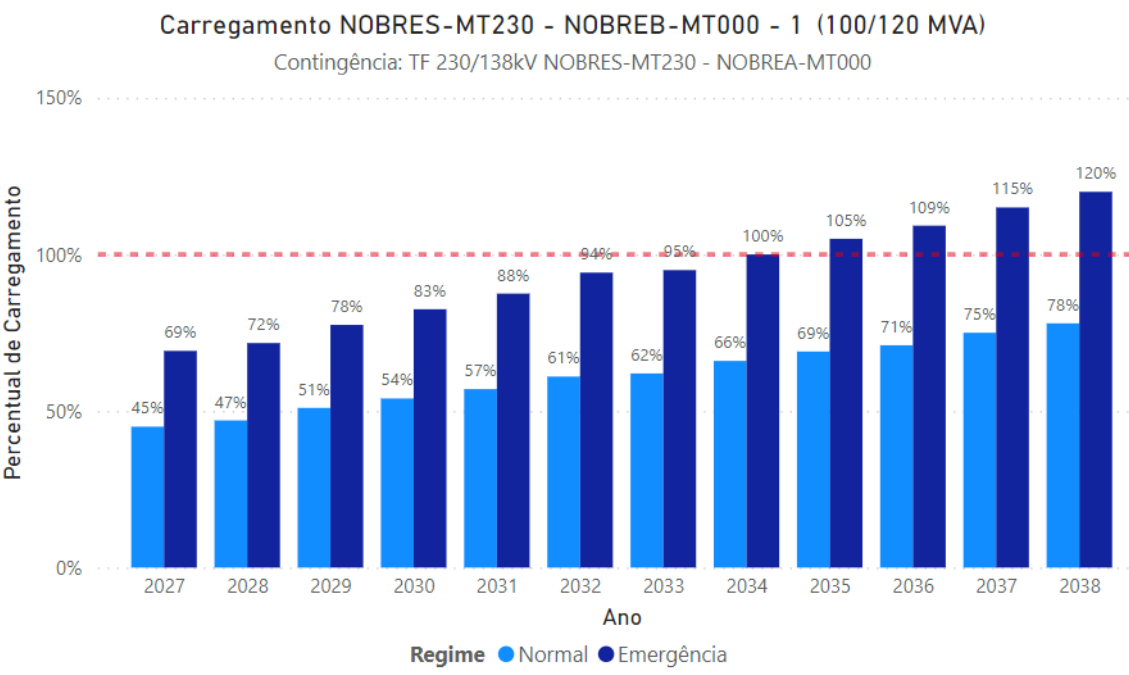


Figura 6-29 - Carregamentos nos transformadores de Nobres 230/138kV – Regime Normal e Contingências - LNS

A Figura 6-29 ilustra o comportamento da transformação no cenário LNS de importação, puxado pelo agronegócio da região, descrito no Cenário 3.

6.3.2.2.7 Transformação 230/138kV - SE Rondonópolis

Atualmente dotada de 4 unidades de transformação com capacidades 2x100/102MVA e 2x100/120MVA. A simulação foi realizada considerando a substituição por final de vida útil de um transformador passando a seguinte configuração: 1x100/102MVA, 2x100/120MVA e 1x150/180MVA.

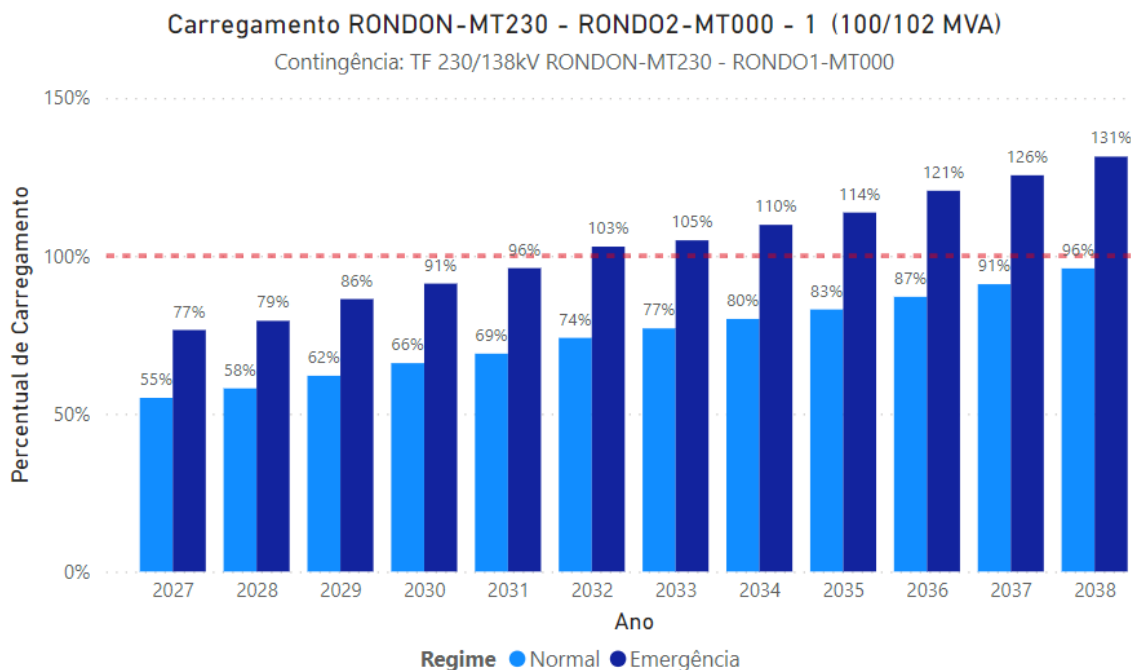


Figura 6-30 - Carregamento no transformador 100/102MVA de Rondonópolis 230/138kV – Regime Normal e Contingências - LNS

A Figura 6-30 ilustra o pior comportamento da transformação 100/120MVA no cenário LNS de importação, puxado pelo agronegócio da região, descrito no Cenário 3. O transformador de menor capacidade têm seu carregamento superado quando ocorrer a contingência do transformador de maior capacidade a partir de 2031 (superando o limite de 95% da capacidade de emergência do equipamento).

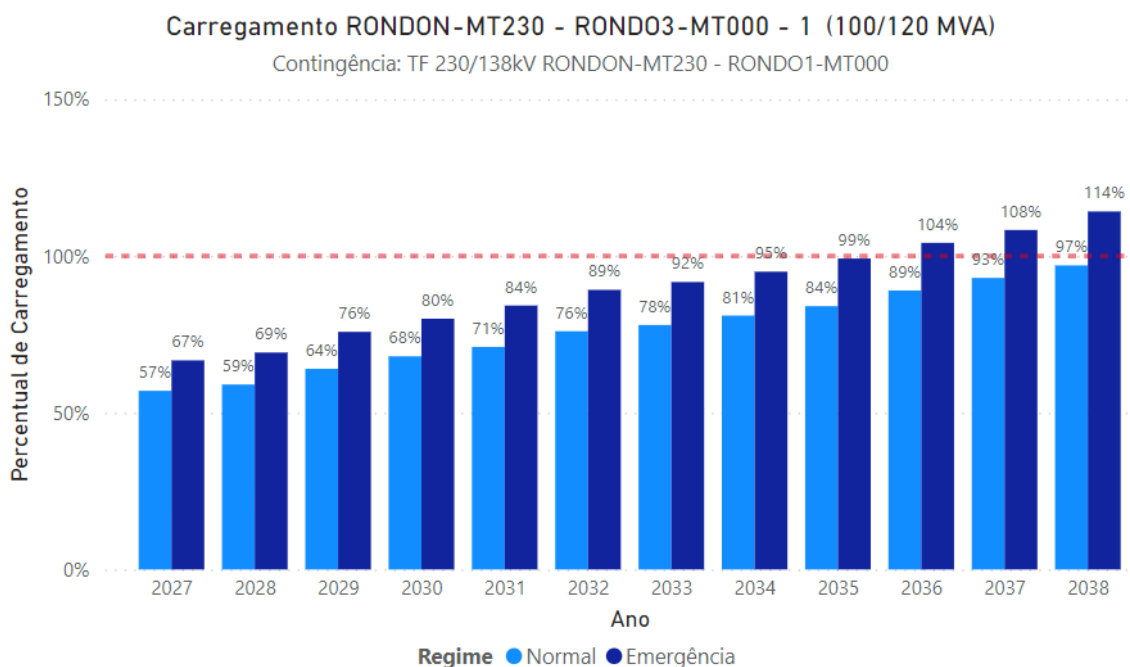


Figura 6-31 - Carregamento no transformador 100/120MVA de Rondonópolis 230/138kV – Regime Normal e Contingências - LNS

A Figura 6-31 ilustra o pior comportamento da transformação 100/120MVA no cenário LNS de importação, puxado pelo agronegócio da região, descrito no Cenário 3. O transformador de capacidade intermediária tem seu carregamento superado quando ocorrer a contingência do transformador de maior capacidade a partir de 2035 (superando o limite de 95% da capacidade de emergência do equipamento).

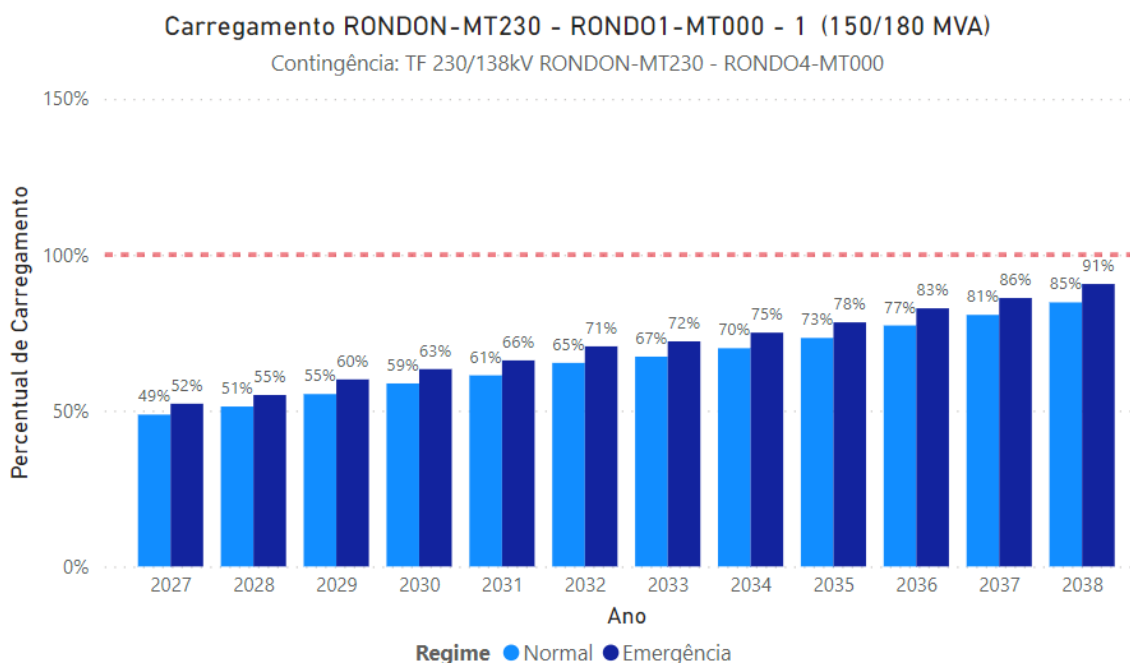


Figura 6-32 - Carregamento no transformador 150/180MVA de Rondonópolis 230/138kV – Regime Normal e Contingências - LNS

A Figura 6-32 ilustra o comportamento da transformação no cenário LNS, puxado pelo agronegócio da região, descrito no Cenário 3.

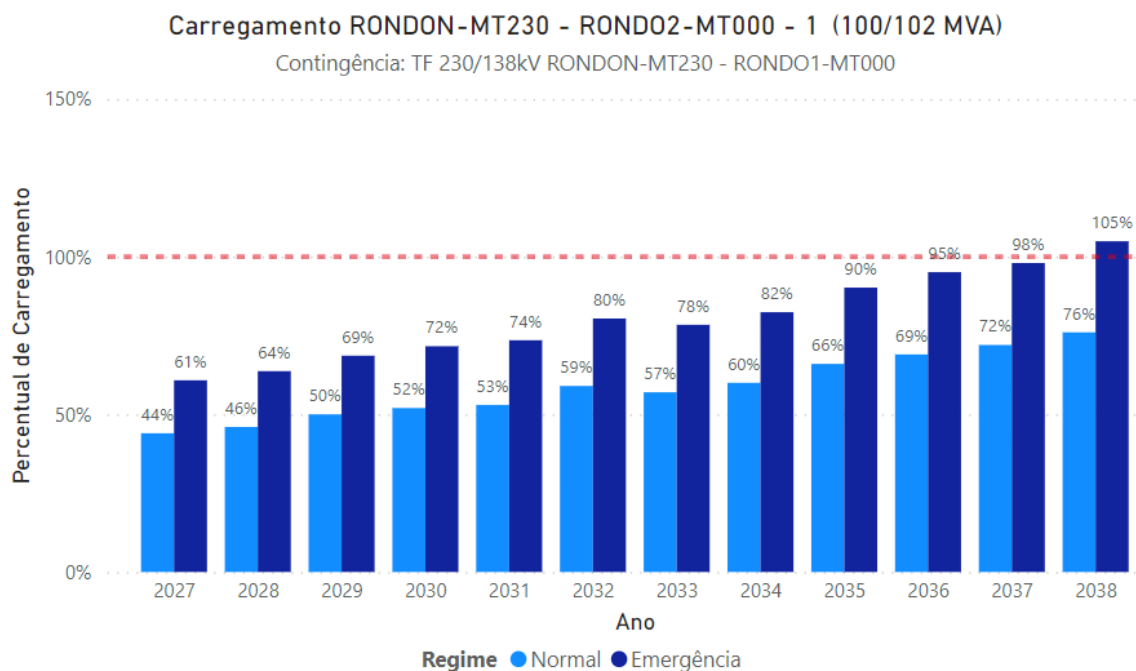


Figura 6-33 - Carregamento no transformador 100/102MVA de Rondonópolis 230/138kV – Regime Normal e Contingências - PNS

A Figura 6-33 ilustra o comportamento da transformação no cenário PNS de importação descrito no Cenário 2. Neste cenário o transformador de menor capacidade tem seu carregamento superado quando ocorrer a contingência do transformador de maior capacidade a partir de 2037 (superando o limite de 95% da capacidade de emergência do equipamento).

6.3.2.2.8 Transformação 230/69kV - SE Sorriso

Atualmente dotada de 3 unidades de transformação com as seguintes capacidades 2x30/31MVA e 1x30/36MVA e com a autorização da 4ª unidade a partir de 2025 com capacidade de 60/72MVA.

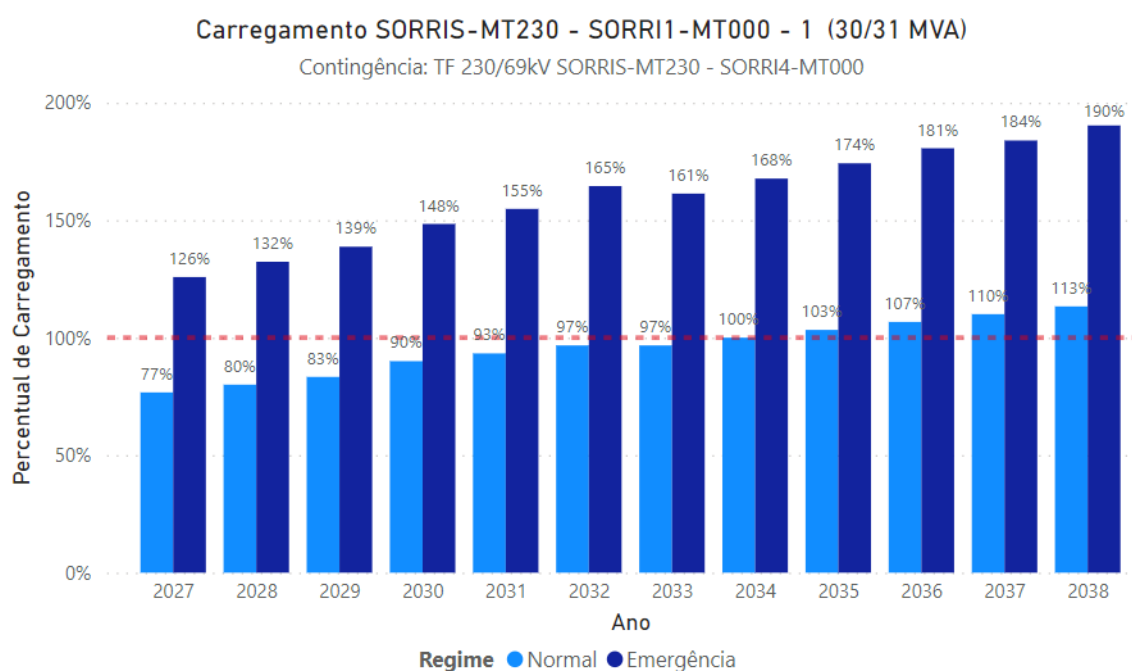


Figura 6-34 - Carregamentos nos transformadores de Sorriso 230/69kV – Regime Normal e Contingências - LNS

A Figura 6-34 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário LNS de importação, puxado pelo agronegócio da região, descrito no Cenário 3. Os transformadores 230/69 kV de Sorriso têm sua capacidade de carregamento na contingência do transformador de maior capacidade (60/72MVA) superada a partir de 2028.

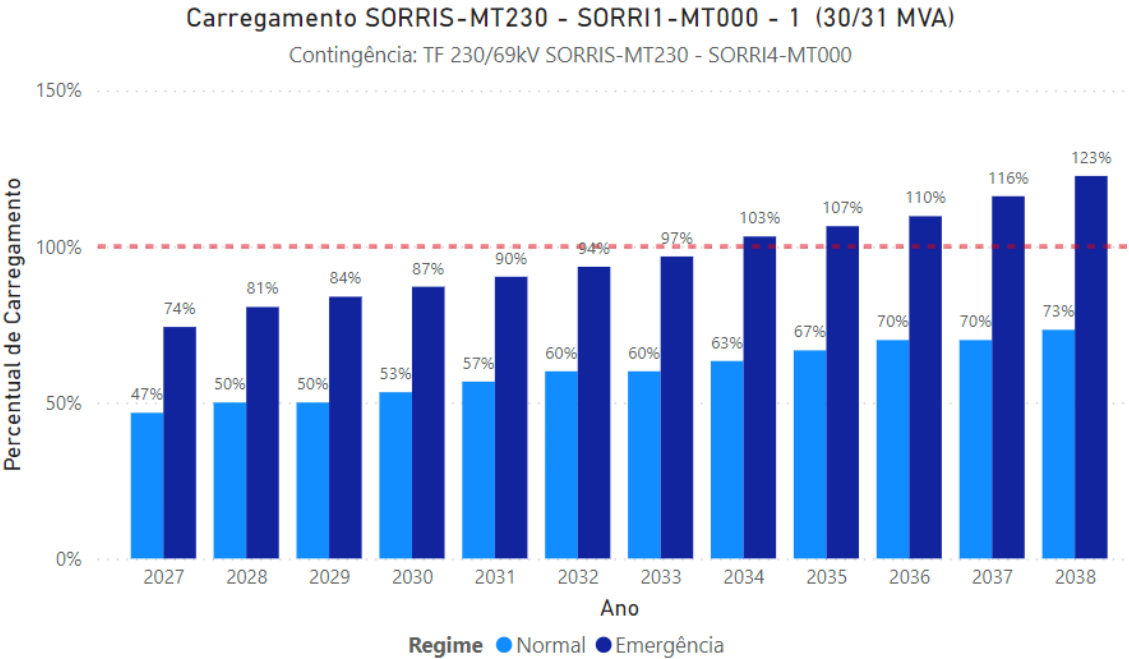


Figura 6-35 - Carregamentos nos transformadores de Sorriso 230/69kV – Regime Normal e Contingências - PNS

A Figura 6-35Figura 6-27 ilustra o comportamento da transformação no cenário PNS de importação descrito no Cenário 2.

6.4 Casos não convergentes

É importante dar os seguintes destaques:

- Os diagnósticos nos cenários de carga LEVE e/ou MÉDIA ao longo do horizonte não tiveram problemas de convergência.
- No final do horizonte (anos 2036, 2037 e 2038), foram incluídos os seguintes compensadores síncronos fictícios para facilitar a convergência nos casos de trabalho de carga pesada:

Tabela 6-2 – Relação de Compensadores Síncronos Fictícios adicionados ao final do horizonte dos casos de carga pesada

Numeração (EPE)	Barras	Geração Reativa Máxima Ano 2036	Geração Reativa Máxima Ano 2036	Geração Reativa Máxima Ano 2036
4284	Cuiabá 500kV	300 Mvar	300 Mvar	900 Mvar
3288	Jauru 230kV	-	-	600 Mvar
9534	Pimenta Bueno 230kV	300 Mvar	300 Mvar	600 Mvar

- Até o ano de 2029 os casos de carga pesada convergiram ao aplicarmos o critério “N-1” em uma das LT 500kV de Cuiabá – Ribeirãozinho. A partir de 2030, alguns casos não convergiram e outros divergiram, ambos por problemas de controle de tensão fora do limite preconizado conforme [4].

Tensão Máxima Verificada

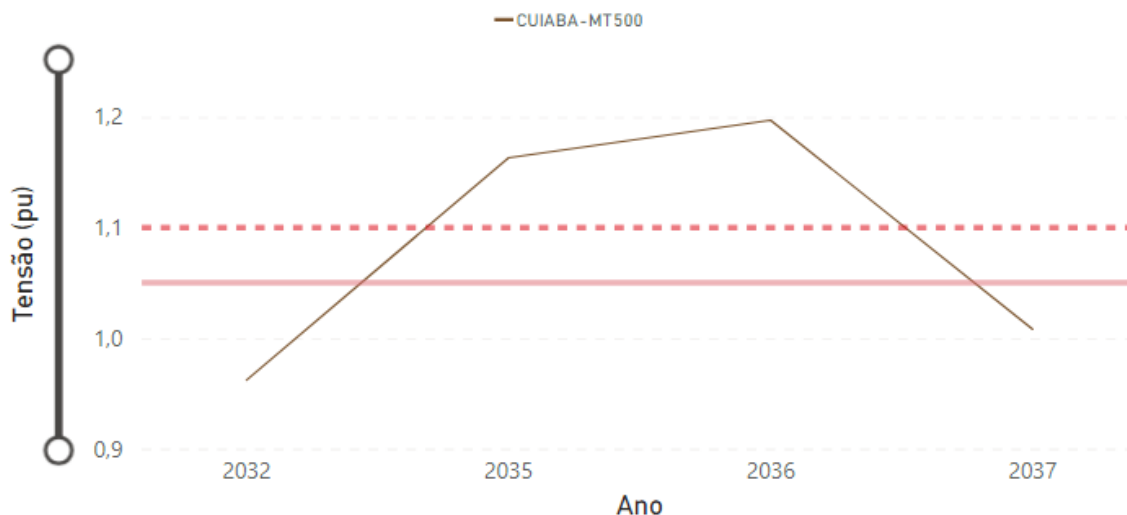


Figura 6-36 – Tensão Cuiabá 500kV na contingência da LT 500kV Cuiabá – Ribeirãozinho, casos divergentes

6.5 Contingências Duplas no Sistema Acre, Rondônia e Mato Grosso

O diagnóstico a seguir se refere às contingências em linhas de transmissão cujos circuitos compartilham de mesma estrutura apontadas na tabela abaixo. Não foram observadas sobrecargas nas linhas de transmissão em outros cenários propostos.

Tabela 6-3 - Contingências Duplas simuladas

Lista de Contingências Duplas
LT Brasnorte/ Juína, C1 C2, 230kV
LT Brasnorte/ Nova Mutum, C1 C2, 230kV
LT Coletora Porto Velho/ Caladinho/ Porto Velho, 230kV
LT Cuiabá/ Coxipó, C1 C2, 230kV
LT Jauru/ Vilhena, C1 C2, 230kV
LT Porto Velho/ Samuel, C1 C2, 230kV

6.5.1 LT 230kV Porto Velho – Samuel

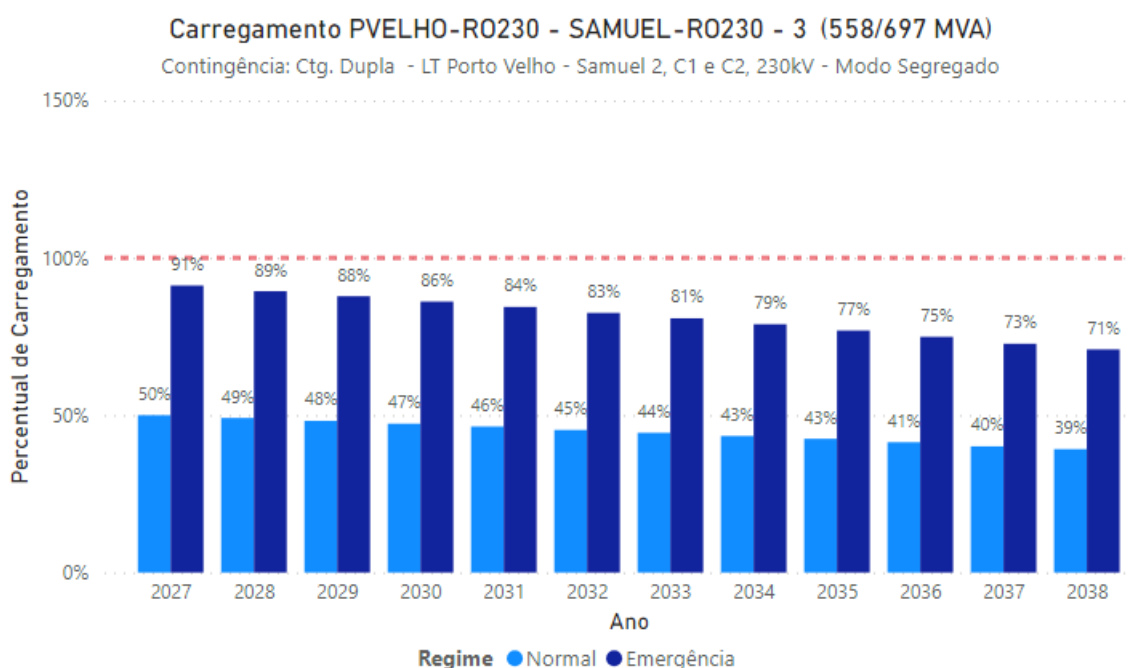


Figura 6-37 - LT Porto Velho / Samuel 230 kV – Regime Normal e Perda Dupla das LTs Paralelas - PNS

A contingência dupla convergiu em todos os casos de trabalho. A Figura 6-37 ilustra o pior comportamento da linha de transmissão no cenário LNU de exportação descrito no Cenário 5.1.1. O sistema de transmissão encontra-se dentro dos limites de carregamento no horizonte proposto em regime normal e na contingência dos circuitos paralelos.

6.5.2 LT 230kV Vilhena – Jauru

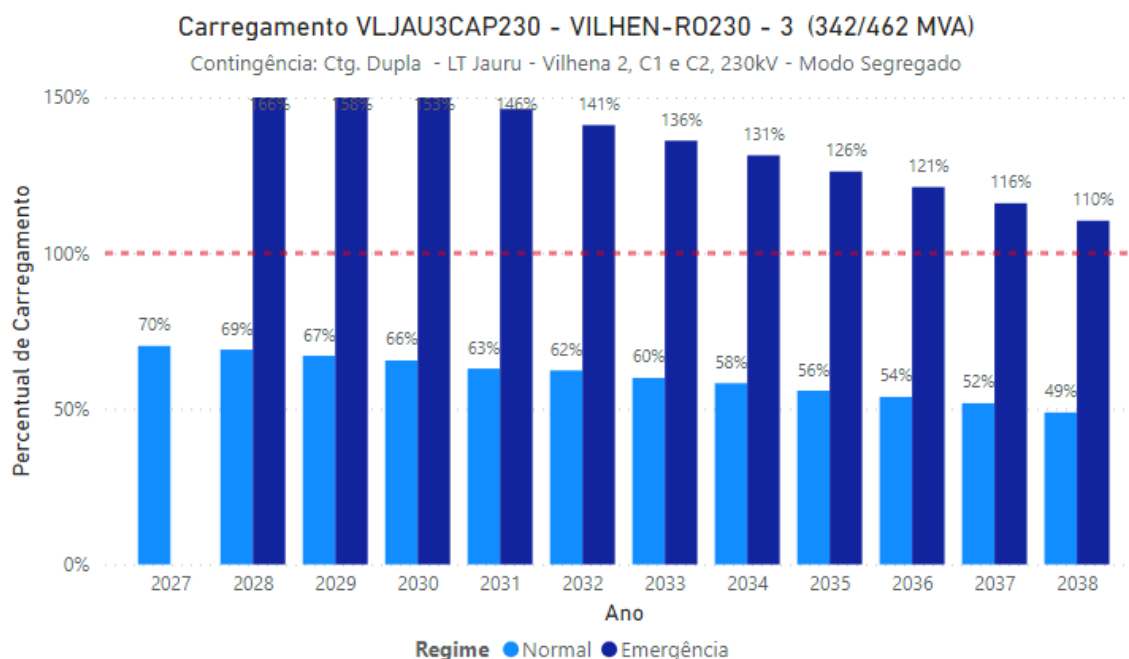


Figura 6-38 - LT Vilhena/ Jauru 230 kV – Regime Normal e Perda Dupla das LTs Paralelas - LNU

Nas simulações em que houve convergência, a Figura 6-38 ilustra o pior comportamento da transformação no cenário LNU de exportação descrito no Cenário 5.1.1. O sistema de transmissão encontra-se dentro dos limites de carregamento no horizonte proposto.

A contingência dupla não convergiu no cenário de carga pesada norte seco, item 5.1.2.

6.5.3 Casos não convergentes

Nas simulações que foram realizadas de forma automatizada, não se chegou à convergência de alguns casos na perda dupla de elementos do sistema por mais de dois anos ao longo do horizonte estudado. Esses casos são listados a seguir:

6.5.3.1 Contingência Dupla LT 230kV Brasnorte - Juina

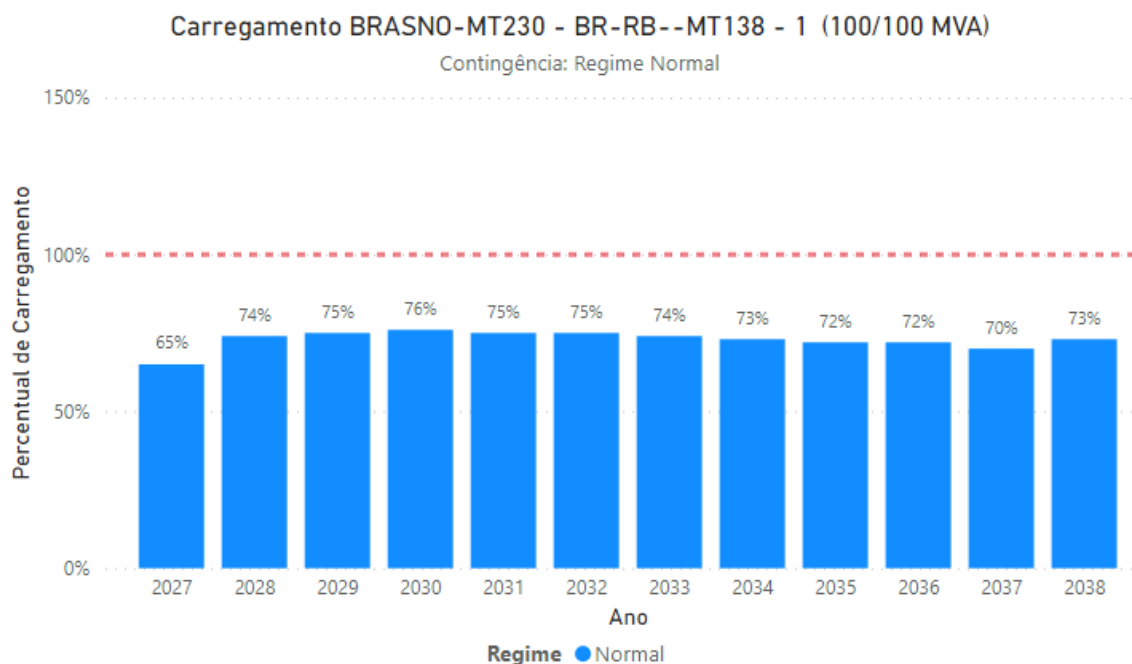


Figura 6-39 - Carregamento no transformador de Brasnorte 230/138kV – Regime Normal - MNU

A contingência dupla não convergiu em todos os anos nos cenários de carga leve norte úmido, item 5.1.1 e carga média norte úmido, item 5.1.4. A Figura 6-39 expõe o carregamento normal da transformação da SE 230/138kV de Brasnorte em regime normal no pior destes dois cenários: MNU.

6.5.3.2 Contingência Dupla LT 230kV Brasnorte – Nova Mutum

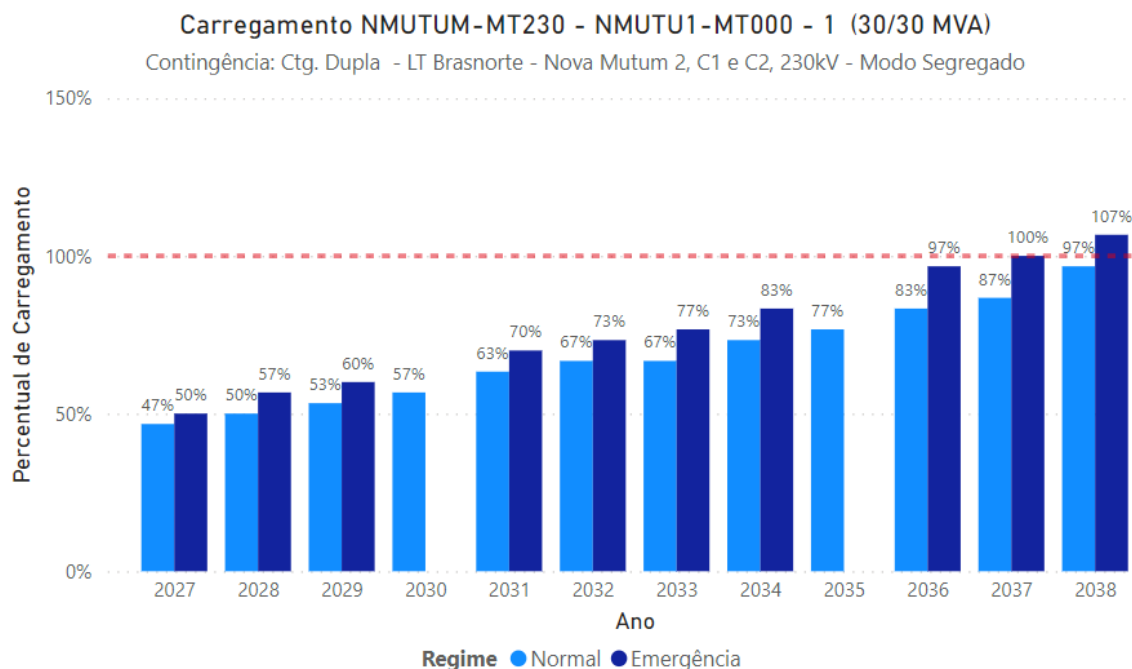


Figura 6-40 - Carregamento no transformador de Nova Mutum 230/69kV – Regime Normal e Perda Dupla das LTs que interligam Brasnorte - PNS

De acordo com a Figura 6-40, a contingência dupla não convergiu em 2030 e 2035 ao longo do horizonte do cenário de carga pesada norte seco, item 5.1.2.

6.5.3.3 Contingência Dupla LT 230kV Jauru – Vilhena

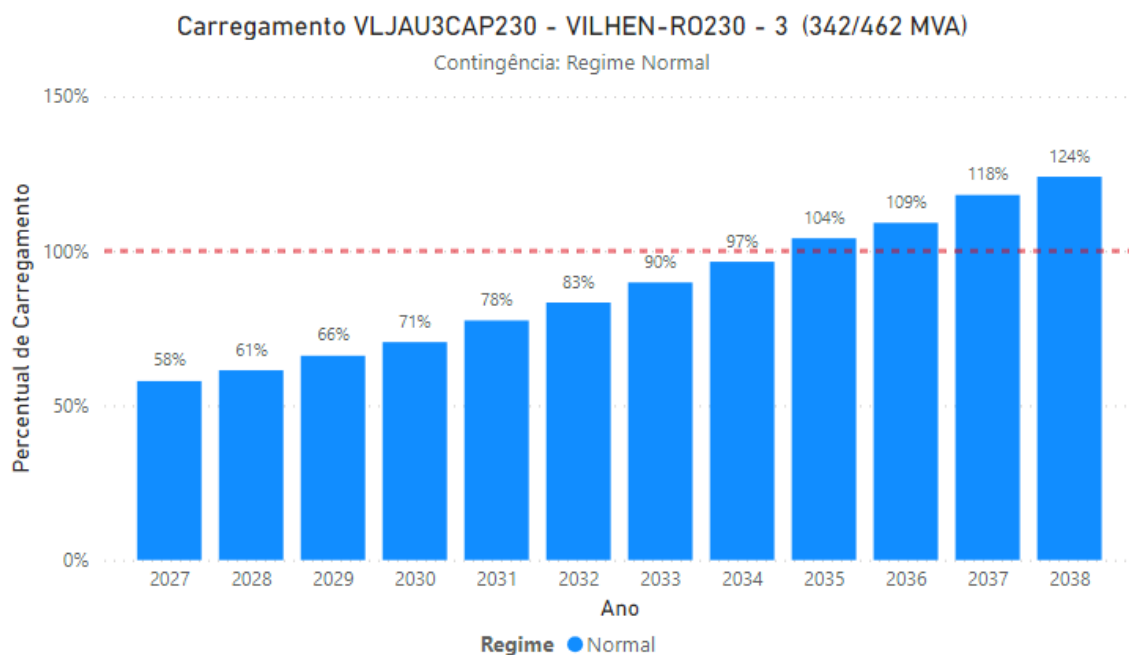


Figura 6-41 - LT Vilhena/ Jauru 230 kV – Regime Normal - PNS

A contingência dupla dos circuitos paralelos da Linha Jauru Vilhena não converge ao longo do horizonte no cenário de carga pesada norte seco, item 5.1.2. A Figura 6-41 expõe o carregamento normal da transmissão em regime normal.

7 DIAGNÓSTICO DO ESTADO DE GOIÁS/ DISTRITO FEDERAL

Ao longo dos últimos anos foram realizados estudos de expansão da transmissão com recomendações que visaram eliminar no médio/longo prazo os problemas relativos ao não atendimento aos critérios de Planejamento da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira que atende ao estado de Goiás e ao Distrito Federal. Tais recomendações estão representadas nos casos base do Plano Decenal 2033 e afetam sensivelmente os resultados obtidos nas avaliações desse diagnóstico de desempenho elétrico. Dentre os principais estudos da EPE, destacam-se: (i) o estudo de Avaliação da SE Luziânia [5] que provê a expansão da transformação 500/138 kV; (ii) o Estudo de Modularização da SE Xavantes que recomendou a alteração da potência dos transformadores em final de vida útil física da subestação [6]; (iii) o Estudo das Interligações Regionais que recomendou o bipolo 800 kV Silvânia – Graça Aranha [7].

7.1 Desempenho das Linhas de Transmissão

No cenário MNU considerando a interligação Norte-Sul com fluxo acima de 4300MW, a LT 230kV Brasília Sul – Pirineus apresenta alto carregamento na ocorrência da contingência da LT 345kV Samambaia – Pirineus. Em 2027 o carregamento fica próximo do limite de longa duração. Com a entrada em operação do bipolo 800kV Graça Aranha/Silvânia e obras associadas previstas para 2028, o fluxo nessa linha diminui, porém mantém o carregamento acima de 80% até o fim do horizonte.

Atualmente encontra-se em andamento, na EPE, um estudo na região de Barro Alto, em fase de emissão, que recomendará obras em Barro Alto que aliviarão esse carregamento na LT 230kV Brasília Sul – Pirineus.

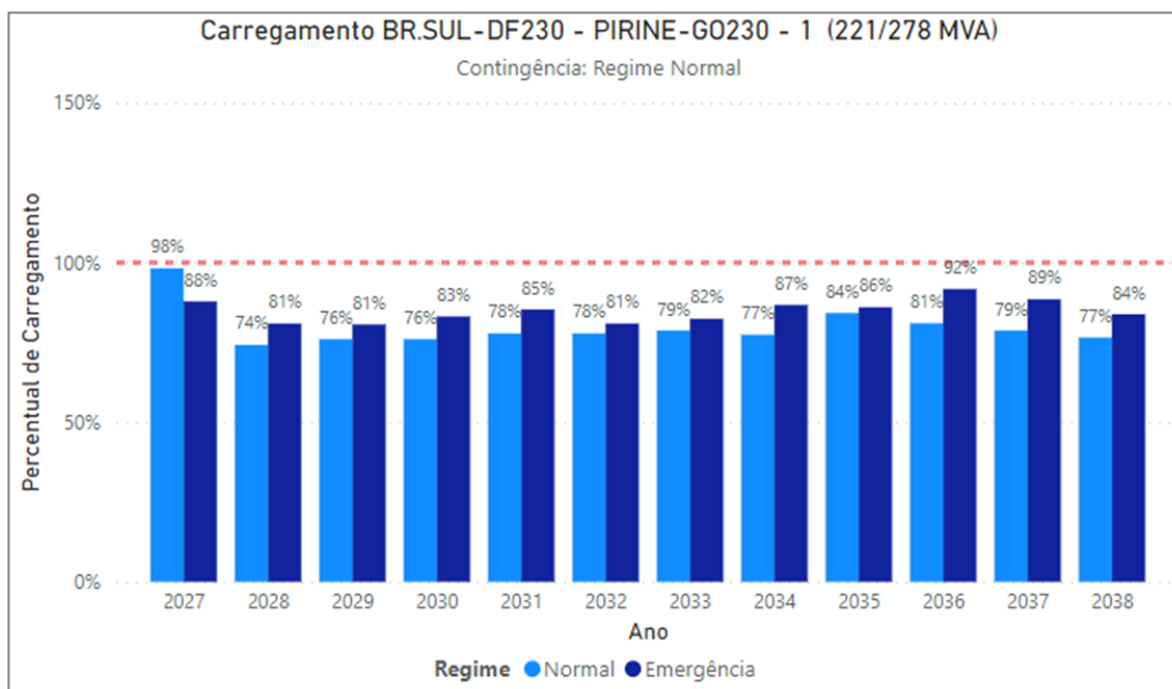


Figura 7-1 - Carregamentos na LT 230kV Brasília Sul – Pirineus – Regime Normal e Contingências – MNU50

No cenário MNS, com elevado fluxos na interligação Nordeste – Sudeste, observou-se uma sobrecarga marginal no capacitor série da LT 500kV Rio das Éguas-Luziânia em regime normal de operação, a partir de 2028.

No primeiro ano do horizonte de análise, há sobrecarga em regime normal e emergência, mas esse carregamento diminui com a entrada em operação do bipolo 800kV Graça Aranha/Silvânia e obras associadas e das obras no norte de Minas Gerais.

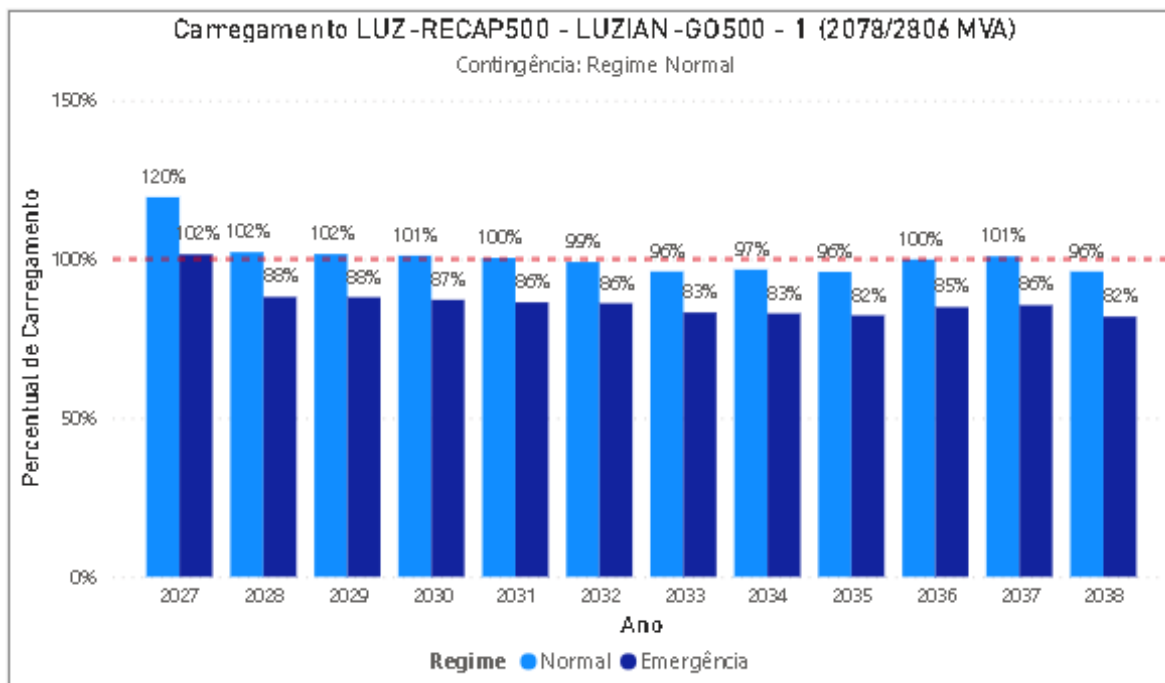


Figura 7-2 - Carregamentos no capacitor série 500kV Rio das Éguas - Luziânia – Regime Normal e Contingências – MNS

Na região norte de Goiás verifica-se, no cenário PNU, a sobrecarga na LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto, C1, na perda do circuito paralelo, já no primeiro ano do horizonte de análise. Com a implantação das obras em 2028, observa-se uma pequena redução no fluxo, porém insuficiente para solucionar o problema.

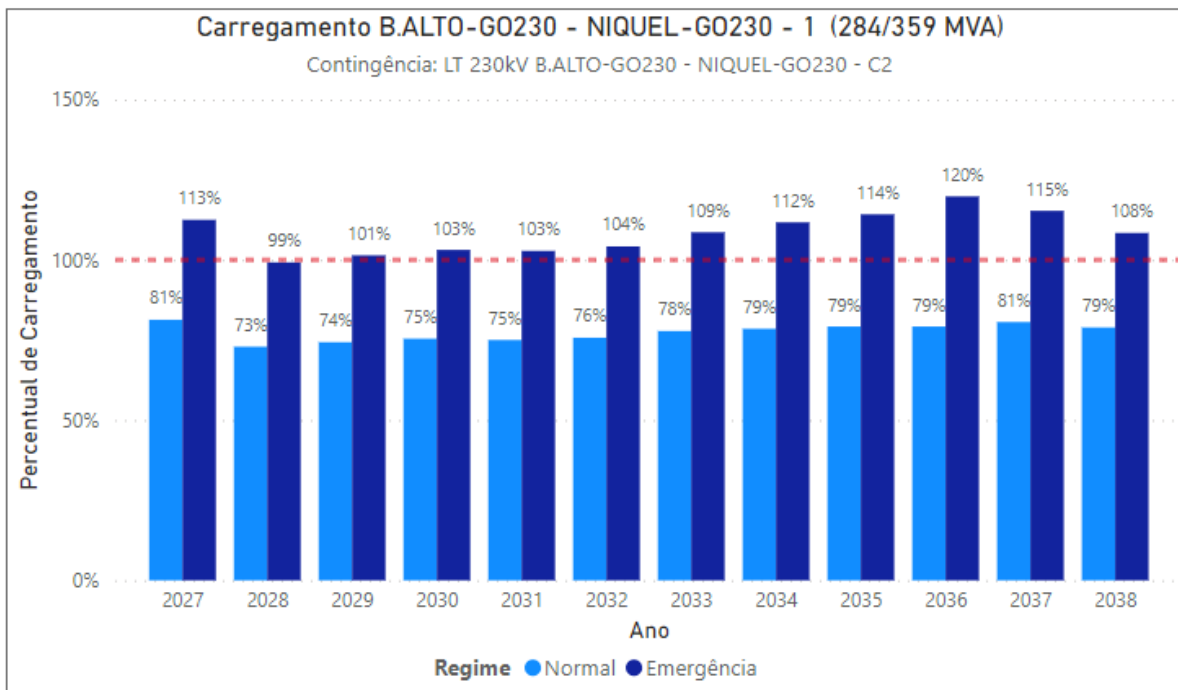


Figura 7-3 - Carregamentos na LT 230kV Barro Alto - Niquelândia – Regime Normal e Contingências – PNU50

7.2 Desempenho dos Transformadores da Rede Básica e Fronteira

Foi identificado sobrecarga no transformador 230/69kV Águas Lindas nos cenários de carga pesada, a partir de 2032, na perda de uma das unidades transformadoras.

Destacamos que a carga atendida por essa subestação é superior a capacidade de emergência das unidades transformadoras, portanto, na perda de uma das unidades, a unidade remanescente é insuficiente para atender ao mercado consumidor sem o auxílio da geração distribuída.

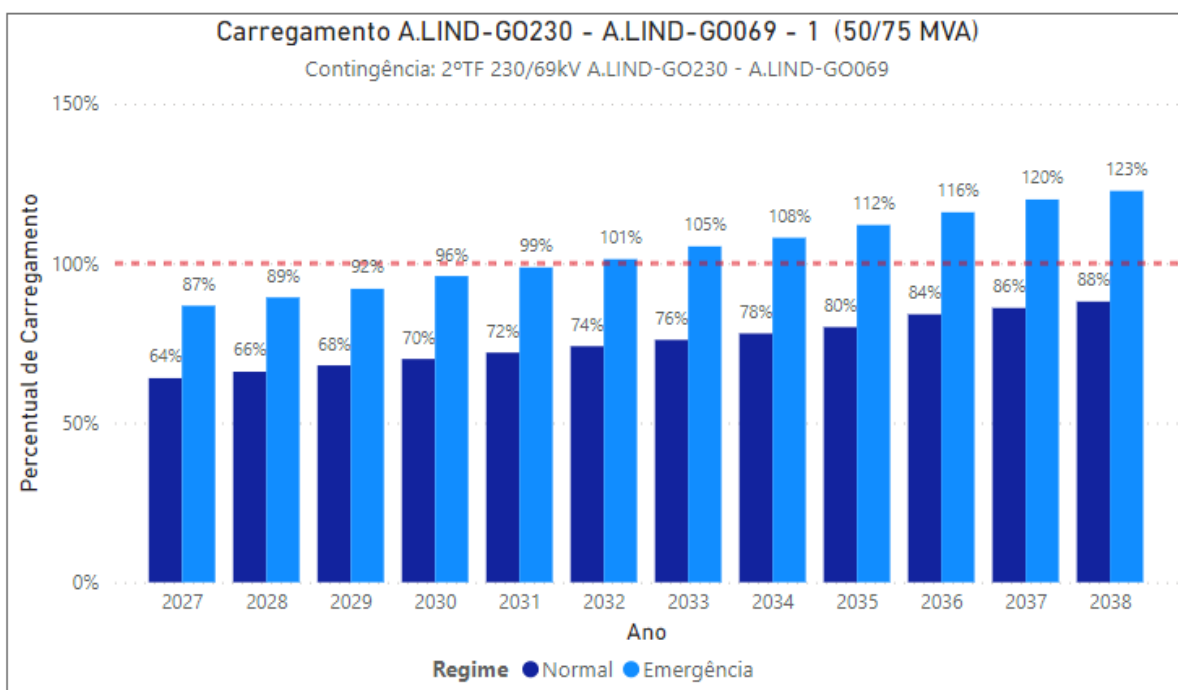


Figura 7-4 - Carregamentos no transformador 230/69kV Águas Lindas – Regime Normal e Contingências – PNU e PNS

No cenário PNU, a partir de 2028, foi identificada a sobrecarga do transformador 345/138kV Corumbá na perda da unidade paralela.

A EPE emitiu o Estudo de atendimento a Goiás (EPE-DEE-006-2017) recomendando a 3ª unidade transformadora para subestação Corumbá, no entanto, o MUST contratado atualmente para essa subestação ainda não justifica a implantação dessa obra. O gráfico da Figura 7-5 apresenta redução no carregamento do transformador a partir de 2037 por ser o ano onde o 3º transformador recomendado foi, provisoriamente, alocado.

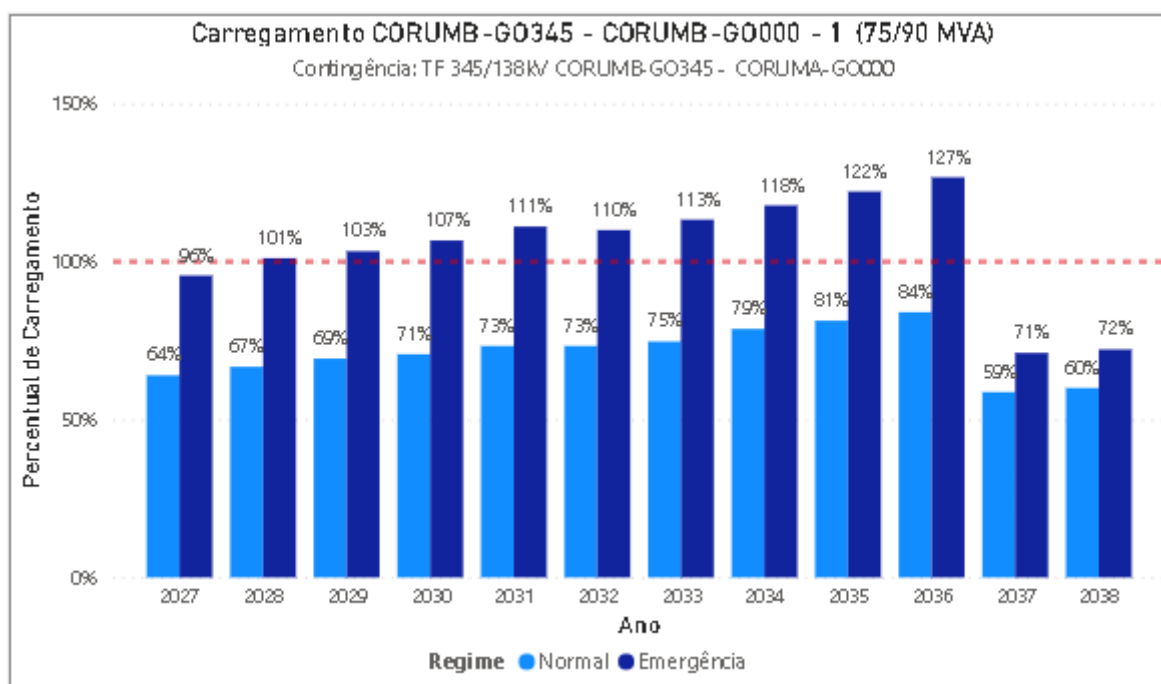


Figura 7-5 - Carregamentos no transformador 345/138kV Corumbá – Regime Normal e Contingências – PNU

A subestação 230/69kV Itapaci foi reforçada com a implantação do pátio 138kV e 2 transformadores 100MVA, o que possibilitou a retirada de uma parte da carga atendida pelo sistema em 69kV. No entanto, com o crescimento do mercado consumidor, observa-se que o transformador 230/69kV volta a entrar em sobrecarga a partir de 2031, na contingência da unidade paralela.

Essa condição foi identificado no cenário PNU, onde não há geração na UTE a biomassa Codora nem geração fotovoltaica.

A Figura 7-7 mostra o gráfico de carregamento da subestação 230/138kV Itapaci. Observar-se que há uma subutilização da capacidade operativa desses transformadores, indicando a possibilidade de transferência de mais carga do sistema distribuidor de 69kV para o 138kV.

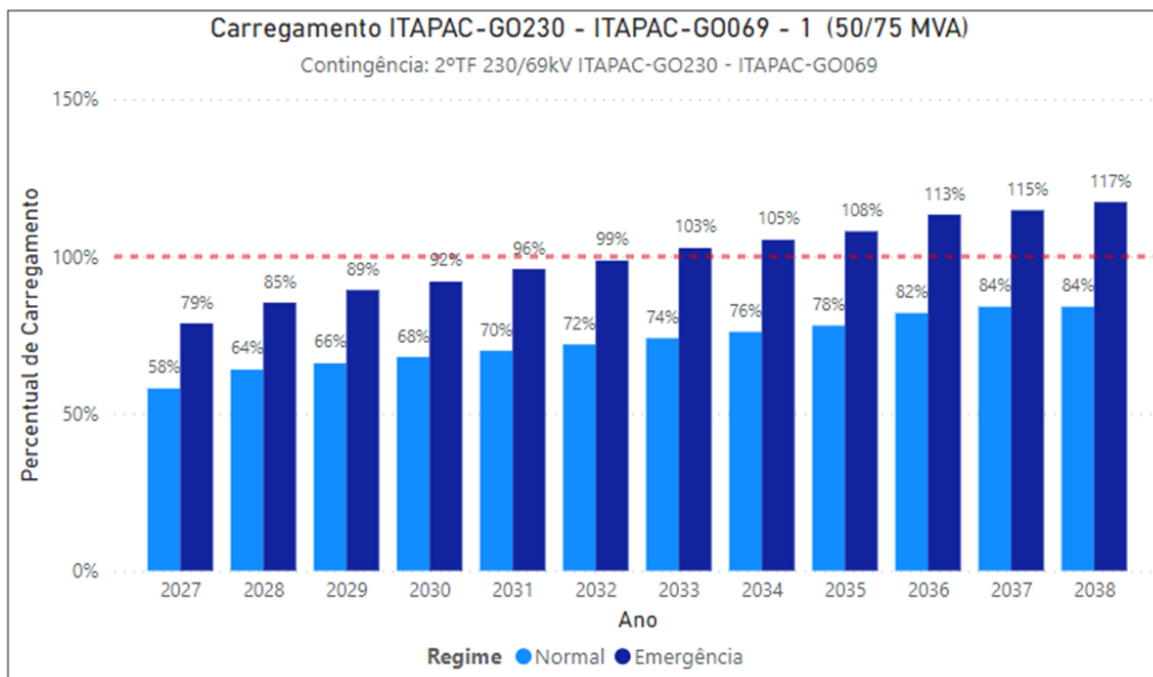


Figura 7-6 - Carregamentos no transformador 230/69kV Itapaci – Regime Normal e Contingências – PNU50

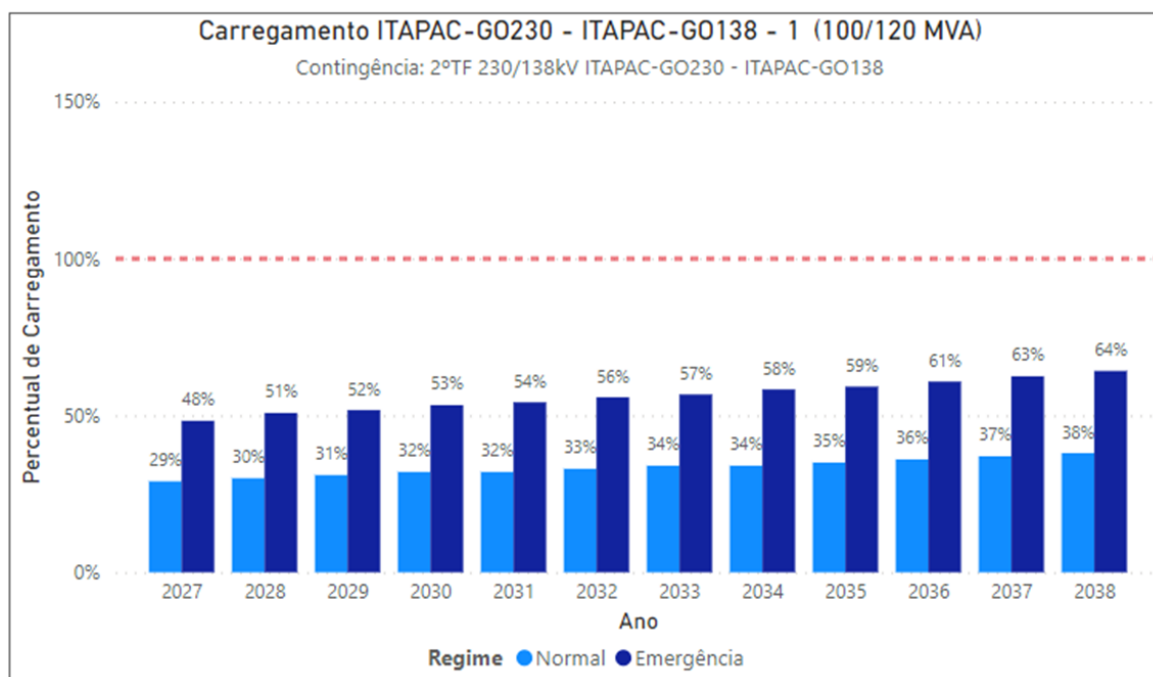


Figura 7-7 - Carregamentos no transformador 230/138kV Itapaci – Regime Normal e Contingências – PNU50

A subestação 500/230kV Serra da Mesa apresenta sobrecarga no transformador em caso de perda da unidade transformadora em paralelo, a partir de 2032. Essa condição de operação foi identificada no cenário MNU quando a geração fotovoltaica da região é alta e provoca a subida do excesso de geração para Rede Básica.

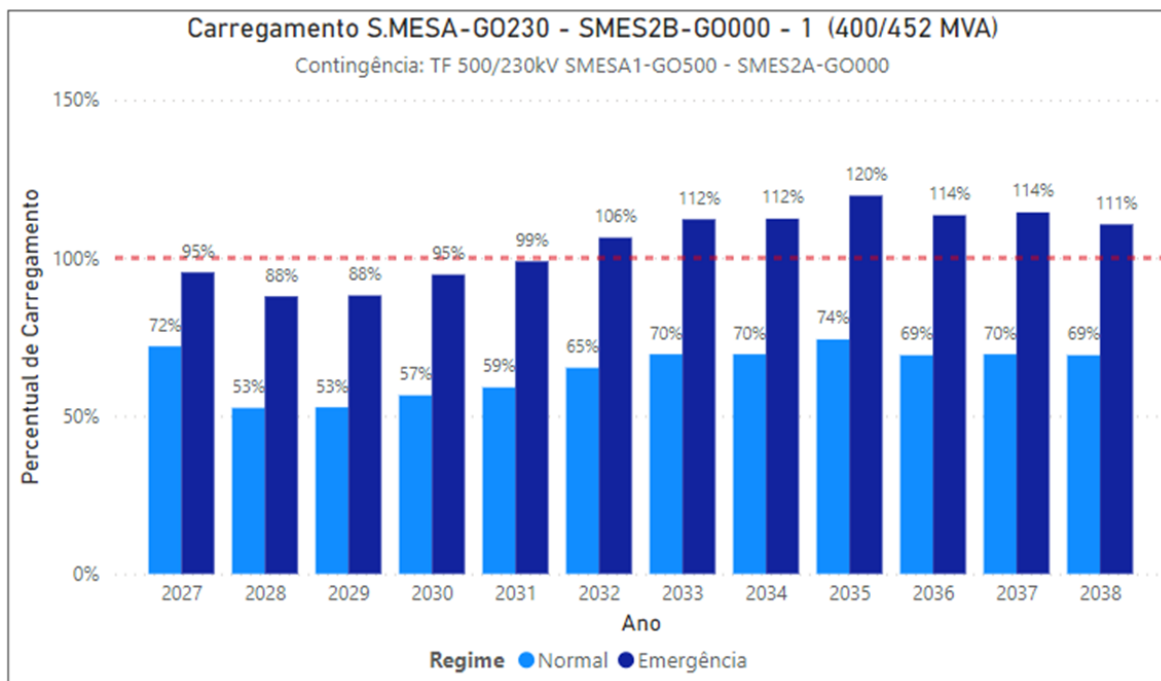


Figura 7-8 - Carregamentos no transformador 500/230kV Serra da Mesa – Regime Normal e Contingências – MNU

No cenário PNU, a subestação 230/138kV Firminópolis entra em sobrecarga na perda de uma das unidades transformadoras, a partir de 2035, devido ao crescimento de mercado atendido por essa fronteira.

Atualmente encontra-se em andamento, na EPE, um estudo na região de Iporá e Jussara, em fase de emissão, que recomendará obras na região.

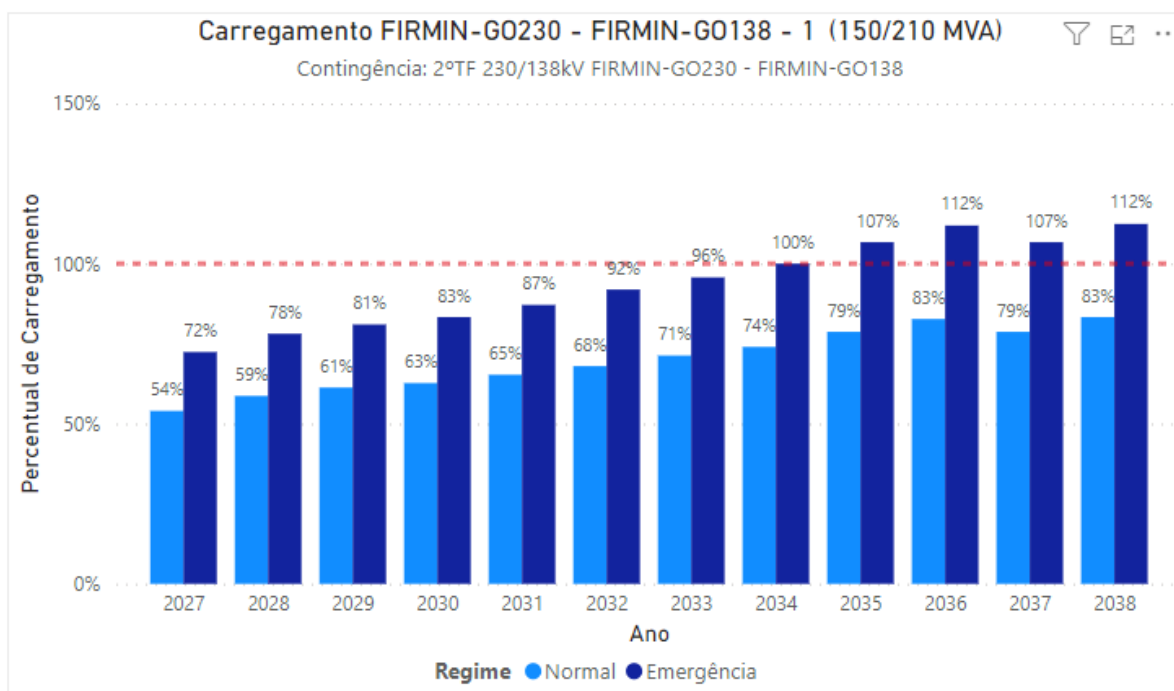


Figura 7-9 - Carregamentos no transformador 230/138kV Firminópolis – Regime Normal e Contingências – PNU50

8 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, “Base de dados de fluxo de potência - PDE 2032,” [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] ONS, “Procedimentos de Rede ONS – Submódulo 2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão,” 2023.
- [5] EPE, “Avaliação do desempenho da SE Luziânia frente à conexão de novos projetos de geração; EPE-DEE-NT-080/2022-rev0”.
- [6] EPE, “ Definição da nova modularização da SE Xavantes; EPE-DEE-NT-060/2021-rev0”.
- [7] EPE, “Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte II: Expansão da Capacidade de Exportação da Região Norte/Nordeste; EPE-DEE-RE-018/2022-rev3”.