

RELATÓRIO

DIAGNÓSTICO REGIONAL PDE 2033

VOLUME I – GET NORTE - AMAPÁ | AMAZONAS | MARANHÃO | PARÁ | RORAIMA | TOCANTINS

SETEMBRO DE 2024

■ Colaboradores

RELATÓRIO

EPE-DEE-RE-012/2024-REV0

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Rafael Theodoro Alves e Mello

Equipe Técnica

Igor Chaves

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajbman

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Mateus Gomes da Silva (estagiário)

Rafael de Carvalho Caetano

Vinicius Ferreira Martins

Washington Bergue Muniz da Rocha (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

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

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

SUMÁRIO

SUMÁRIO	2
1. INTRODUÇÃO	8
2. CONCLUSÕES.....	9
3. RECOMENDAÇÕES	12
4. DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE.....	13
4.1. Evolução da Expansão do Mercado	14
4.1.1. Amapá.....	14
4.1.2. Amazonas.....	16
4.1.3. Maranhão	17
4.1.4. Pará	19
4.1.5. Roraima.....	20
4.1.6. Tocantins.....	22
4.2. Evolução da Expansão da Geração.....	23
4.3. Evolução da Expansão da Transmissão	24
4.3.1. Expansão no Estado do Amapá.....	25
4.3.2. Expansão do Estado do Amazonas	26
4.3.3. Expansão do Estado do Maranhão	27
4.3.4. Expansão do Estado do Pará.....	28
4.3.5. Expansão do Estado do Roraima	29
4.3.6. Expansão do Estado do Tocantins	30
5. CENÁRIOS ANALISADOS	31
6. RESULTADO DO DIAGNÓSTICO DA REDE.....	33
6.1. Estado do Amapá	33
6.2. Estado do Amazonas	33
6.2.1. Violações de Carregamento.....	34
6.2.2. Violações de Tensão	39
6.3. Estado do Maranhão.....	39
6.3.1. Violação de carregamento.....	39
6.4. Estado do Pará	42
6.4.1. Violações de Carregamento.....	42
6.4.2. Violações de Tensão	49
6.5. Estado de Roraima	50
6.6. Estado do Tocantins	51
7. REFERÊNCIAS.....	52

■ Índice de Figuras

Figura 4-1 - Sistema Elétrico dos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins – PDE 2033.....	13
Figura 4-2 – Previsão para o mercado da Equatorial Amapá – patamar de carga pesada.....	14
Figura 4-3 – Previsão para o mercado da Equatorial Amapá – patamar de carga média	14
Figura 4-4 – Previsão para o mercado da Equatorial Amapá – patamar de carga leve.....	15
Figura 4-5 – Previsão para o mercado da Equatorial Amapá – carga mínima.....	15
Figura 4-6 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Equatorial Amapá.....	15
Figura 4-7 – Previsão para o mercado da Amazonas Energia – patamar de carga pesada.....	16
Figura 4-8 – Previsão para o mercado da Amazonas Energia – patamar de carga média	16
Figura 4-9 – Previsão para o mercado da Amazonas Energia – patamar de carga leve.....	16
Figura 4-10 – Previsão para o mercado da Amazonas Energia – carga mínima	16
Figura 4-11 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Amaxonas Energia.....	17
Figura 4-12 – Previsão para o mercado da Equatorial Maranhão – patamar de carga pesada	17
Figura 4-13 – Previsão para o mercado da Equatorial Maranhão – patamar de carga média.....	17
Figura 4-14 – Previsão para o mercado da Equatorial Maranhão – patamar de carga leve	18
Figura 4-15 – Previsão para o mercado da Equatorial Maranhão – carga mínima	18
Figura 4-16 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Equatorial Maranhão	18
Figura 4-17 – Previsão para o mercado da Equatorial Pará – patamar de carga pesada.....	19
Figura 4-18 – Previsão para o mercado da Equatorial Pará – patamar de carga média	19
Figura 4-19 – Previsão para o mercado da Equatorial Pará – patamar de carga leve.....	19
Figura 4-20 – Previsão para o mercado da Equatorial Pará – carga mínima.....	19
Figura 4-21 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Equatorial Pará.....	20
Figura 4-22 – Previsão para o mercado da Roraima Energia – patamar de carga pesada	20
Figura 4-23 – Previsão para o mercado da Roraima Energia – patamar de carga média	20
Figura 4-24 – Previsão para o mercado da Roraima Energia – patamar de carga leve.....	21
Figura 4-25 – Previsão para o mercado da Roraima Energia – carga mínima	21

Figura 4-26 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Roraima Energia	21
Figura 4-27 – Previsão para o mercado da Energisa Tocantins – patamar de carga pesada	22
Figura 4-28 – Previsão para o mercado da Energisa Tocantins – patamar de carga média.....	22
Figura 4-29 – Previsão para o mercado da Energisa Tocantins – patamar de carga leve	22
Figura 4-30 – Previsão para o mercado da Energisa Tocantins – carga mínima	22
Figura 4-31 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Energisa Tocantins	23
Figura 4-32 - Legenda das Instalações existentes e futuras nos estados da região Norte.....	25
Figura 4-33 – Estado do Amapá	25
Figura 4-34 – Estado do Amazonas.....	26
Figura 4-35 – Estado do Maranhão.....	27
Figura 4-36 – Estado do Pará	28
Figura 4-37 – Estado de Roraima	29
Figura 4-38 – Estado do Tocantins.....	30
Figura 6-1 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Mauá 3 em condição normal de operação e na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 1 - carga pesada.....	34
Figura 6-2 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná - Silves remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga média.....	35
Figura 6-3 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Silves - Lechuga remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga média.....	35
Figura 6-4 – Nível de carregamento da transformação 500/230 kV de Lechuga em condição normal de operação ou durante contingência de um dos bancos de autotransformadores em paralelo – Cenário 1 - carga média	36
Figura 6-5 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Jorge Teixeira em condição normal de operação e na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 2 - carga pesada	37
Figura 6-6 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Tarumã em condição normal de operação e na contingência de um dos bancos de autotransformadores – Cenário 2 - carga pesada	38

Figura 6-7 – Nível de carregamento do circuito remanescente da LT 230 kV Lechuga - Manaus, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga média	38
Figura 6-8 – Nível de carregamento do circuito remanescente da LT 500 kV Silves - Lechuga, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 - carga média.....	39
Figura 6-9 – Nível de carregamento da LT 230 kV Peritoró - Miranda, na contingência do banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Presidente Dutra	40
Figura 6-10 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Imperatriz na contingência de um dos transformadores – Cenário 3 - carga pesada.....	41
Figura 6-11 – Nível de carregamento da transformação 500/230 kV da SE Imperatriz na contingência de um dos bancos de autotransformadores – Cenário 3 - carga pesada	41
Figura 6-12 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 - carga média.....	42
Figura 6-13 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná - Silves remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga média.....	43
Figura 6-14 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Tucuruí na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 2 - carga pesada.	43
Figura 6-15 – Nível de carregamento da transformação 500/230 kV de Tucuruí na contingência de um dos bancos de autotransformadores – Cenário 2 – carga pesada.	44
Figura 6-16 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Jurupari - Xingu remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga média.....	45
Figura 6-17 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Santa Maria na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 1 - carga pesada	45
Figura 6-18 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV de Vila do Conde na contingência de um dos transformadores – Cenário 2 – carga pesada	46
Figura 6-19 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Castanhal na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 1 - carga pesada	46
Figura 6-20 – Nível de carregamento do circuito remanescente da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 - carga média.....	47

Figura 6-21 – Nível de carregamento da LT 230 kV Castanhal – Santa Maria C1 ou C2 na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga pesada	48
Figura 6-22 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Xinguara II na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 1 - carga pesada	48
Figura 6-23 – Nível de carregamento da LT 230 kV Integradora – Xinguara C1 ou C2 na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga pesada	49
Figura 6-24 – Nível de tensão na SE Xinguara II 230 kV durante a contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Integradora – Xinguara II – Cenário 1 - Carga Pesada	49
Figura 6-25 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV de Boa Vista na contingência de um dos transformadores – Cenário 1 - carga média	51

■ Índice de Tabelas

Tabela 4-1 – Despacho máximo de geração por fonte e UF presentes nos casos de 202724

Tabela 4-2 – Despacho máximo de geração por fonte e UF presentes nos casos de 203824

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

A partir das avaliações dos casos de simulação do Plano Decenal 2033 considerando os cenários analisados neste relatório, podem-se destacar os seguintes pontos:

- 1) Foi verificado que, de forma geral, o patamar de carga pesada passou a ser o mais elevado para o sistema de transmissão de todos os estados da Região Norte, superando o patamar de carga média que sofreu grande redução no período, devido ao impacto da expansão da MMGD.

Em relação ao desempenho elétrico do sistema, considerando os cenários indicados no Capítulo 5, destacam-se ainda os seguintes resultados das simulações:

- 2) As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Amapá apresentaram desempenho satisfatório em todo o horizonte analisado e, portanto, não foram identificadas quaisquer violações de carregamento ou de tensão;
- 3) Sobrecarga na transformação 230/138 kV de Mauá 3 na perda de um dos autotransformadores a partir de 2029;
- 4) Sobrecarga nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Silves – Oriximiná ou Silves – Lechuga, na perda de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2031;
- 5) Sobrecarga na transformação 500/230 kV de Lechuga na perda de um dos bancos de autotransformadores a partir de 2031;
- 6) Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Jorge Teixeira na perda de um dos autotransformadores a partir de 2032;
- 7) Sobrecarga na transformação 230/138 kV da Tarumã na perda de um dos bancos de autotransformadores entre 2034 e 2037;
- 8) Sobrecarga no circuito remanescente da LT 230 kV Lechuga - Manaus na perda de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2035;
- 9) Sobrecarga no circuito remanescente da LT 500 kV Lechuga – Silves na perda de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2038;
- 10) Dificuldade para controle de tensão a partir de 2031 quando da contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Oriximiná – Silves, e a partir de 2033 na contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Silves – Lechuga. Por fim cumpre notar que a partir de 2036 haveria

- dificuldade para controle de tensão na malha de 230 kV de Manaus, seja em condição normal de operação, ou em contingência de algum circuito;
- 11) Sobrecargas na LT 230 kV Peritoró – Miranda quando da contingência do único banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Presidente Dutra entre 2035 e 2037;
 - 12) Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Imperatriz na perda de um dos transformadores a partir de 2036;
 - 13) Sobrecarga na transformação 500/230 kV da SE Imperatriz na perda de um dos bancos de autotransformadores a partir de 2038;
 - 14) Sobrecarga nos capacitores série da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari remanescente na perda de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2031;
 - 15) Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Tucuruí na perda de um dos autotransformadores a partir de 2032;
 - 16) Sobrecarga na transformação 500/230 kV de Tucuruí na perda de um dos bancos de autotransformadores a partir de 2034
 - 17) Sobrecarga nos capacitores série da LT 500 kV Jurupari - Xingu remanescente na perda de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2035;
 - 18) Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Santa Maria na perda de um dos autotransformadores a partir de 2035;
 - 19) Sobrecarga na transformação 230/69 kV de Vila do Conde na perda de um dos transformadores entre 2036 e 2037;
 - 20) Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Castanhal na perda de um dos autotransformadores a partir de 2036;
 - 21) Sobrecarga no circuito remanescente da LT 500 kV Oriximiná - Jurupari na perda de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2037;
 - 22) Sobrecarga no circuito remanescente da LT 230 kV Castanhal – Santa Maria na perda de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2037;
 - 23) Sobrecarga na transformação 230/138 kV da SE Xinguara na perda de um dos autotransformadores a partir de 2038;
 - 24) Sobrecarga no circuito remanescente da LT 230 kV Integradora – Xinguara II na perda de um dos circuitos dessa linha de transmissão a partir de 2038;
 - 25) Subtensões na contingência de um dos dois circuitos da LT 230 kV Integradora – Xinguara II a partir de 2027;

- 26) Dificuldade para controle de tensão na contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Jurupari – Oriximiná a partir de 2031;
- 27) Dificuldade para controle de tensão na contingência da LT 500 kV Tucuruí I – Vila do Conde ou da LT Tucuruí II - Marituba a partir de 2033;
- 28) Dificuldade para controle de tensão na contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açu a partir de 2034;
- 29) Dificuldade para controle de tensão a partir de 2036 na contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Xingu – Jurupari;
- 30) Sobrecarga na transformação 230/69 kV da SE Boa Vista na perda de um dos transformadores entre 2028 e 2037;
- 31) As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Tocantins apresentaram desempenho satisfatório em todo o horizonte analisado e, portanto, não foram identificadas quaisquer violações de carregamento ou de tensão.

Os gráficos com os resultados das simulações de fluxo de carga que detalham os problemas descritos neste capítulo estão apresentados no Capítulo 6 deste relatório.

3. RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2033 para a Região Norte, bem como resultados apresentados ao longo do Capítulo 6, identificaram-se regiões candidatas a estudos futuros ou em andamento, que já se encontram na Programação de Estudos de 2024 aprovada recentemente pelo MME:

- Atendimento a Manaus, visando solucionar os problemas de sobrecarga e controle de tensão, tanto na Interligação Tucuruí-Macapá-Manaus bem como na rede interna de Manaus (estudo em andamento);
- Suprimento ao estado de Roraima, com o objetivo de eliminar a sobrecarga da transformação 230/69 kV de Boa Vista (a iniciar).

Adicionalmente, recomenda-se acompanhar, nos próximos ciclos do PDE, os problemas verificados mais ao final do horizonte de planejamento, e que não estão cobertos nas regiões candidatas a estudos futuros mencionadas anteriormente, como por exemplo as transformações 500/230 kV e 230/138 kV de Tucuruí, a transformação 230/138 kV de Santa Maria, a transformação 230/138 kV de Castanhal, a transformação 230/138 kV de Xinguara, as LTs Castanhal – Santa Maria, as LTs Integradora – Xinguara II e as subtensões causadas pela contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açu, ou da LT 500 kV Tucuruí I – Vila do Conde, ou da LT 500 kV Tucuruí II – Marituba, ou da LT 230 kV Integradora – Xinguara II.

dezembro de 2025, a demanda de energia elétrica de Roraima continuará a ser suprido por fontes de geração locais e, ocasionalmente, pela interligação com a Venezuela².

Futuramente, com a entrada em operação da Interligação Boa Vista – Manaus, considerado referencialmente nesse diagnóstico para 2027, ano inicial do horizonte, o estado de Roraima também passará a ser suprido majoritariamente pelo SIN.

4.1. Evolução da Expansão do Mercado

Da Figura 4-2 até a Figura 4-31 é apresentada a evolução das previsões de carga encaminhadas pelas distribuidoras e da MMGD.

Os maiores centros de consumo da região Norte estão localizados em São Luís, no Maranhão, em Belém, no Pará, e Manaus, no Amazonas.

Com base nas informações a seguir, pode-se concluir que, de forma geral, o patamar de carga pesada passou a ser o mais elevado para o sistema de transmissão de todos os estados da Região Norte, superando o patamar de carga média que sofreu grande redução no período, devido ao impacto da expansão da MMGD.

4.1.1. Amapá

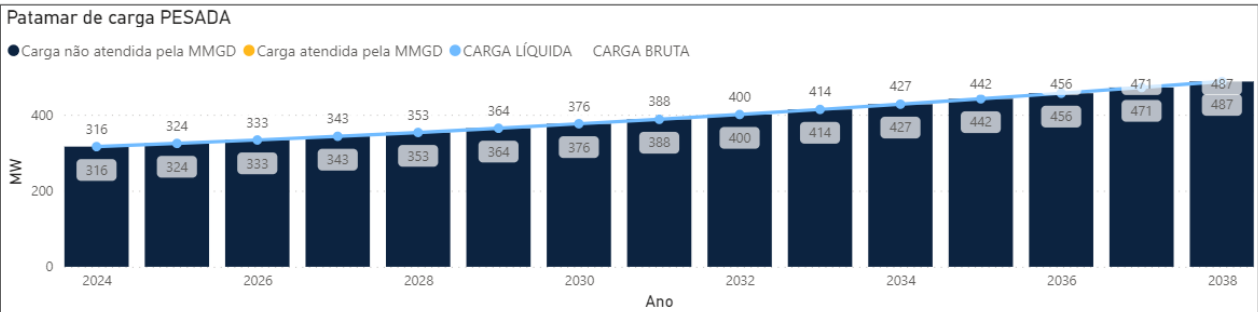


Figura 4-2 – Previsão para o mercado da Equatorial Amapá – patamar de carga pesada

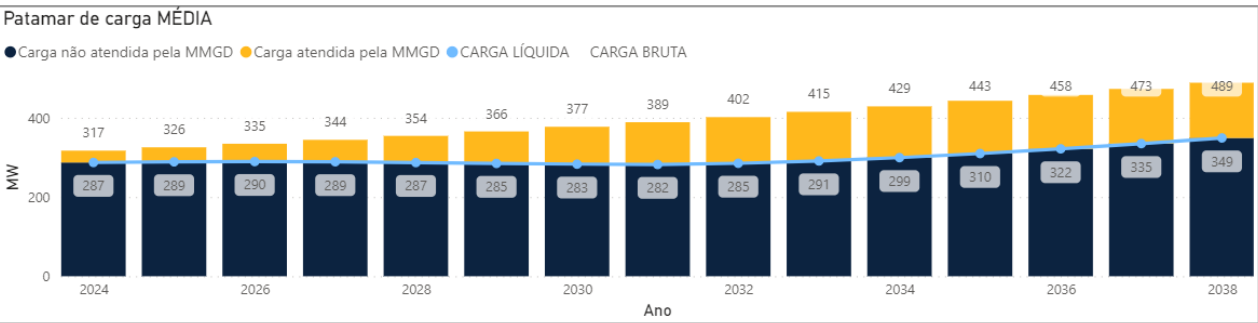


Figura 4-3 – Previsão para o mercado da Equatorial Amapá – patamar de carga média

² Desde março de 2019 a interligação com a Venezuela encontra-se fora de operação, sem previsão de retorno.

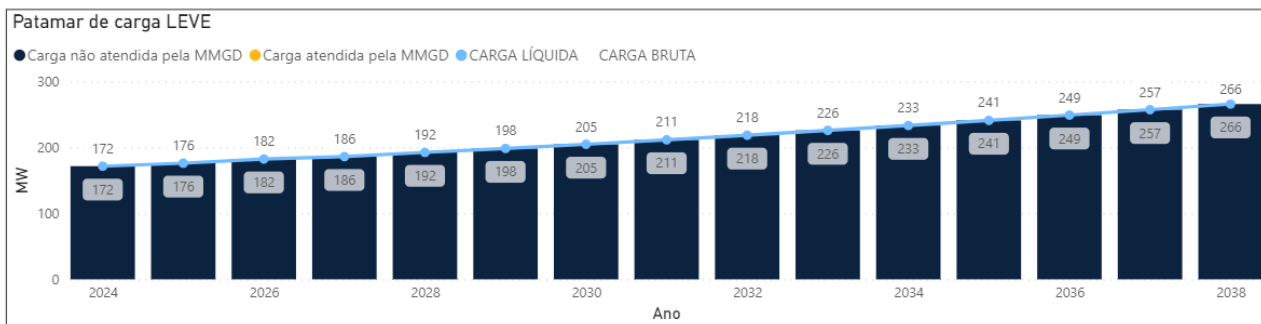


Figura 4-4 – Previsão para o mercado da Equatorial Amapá – patamar de carga leve

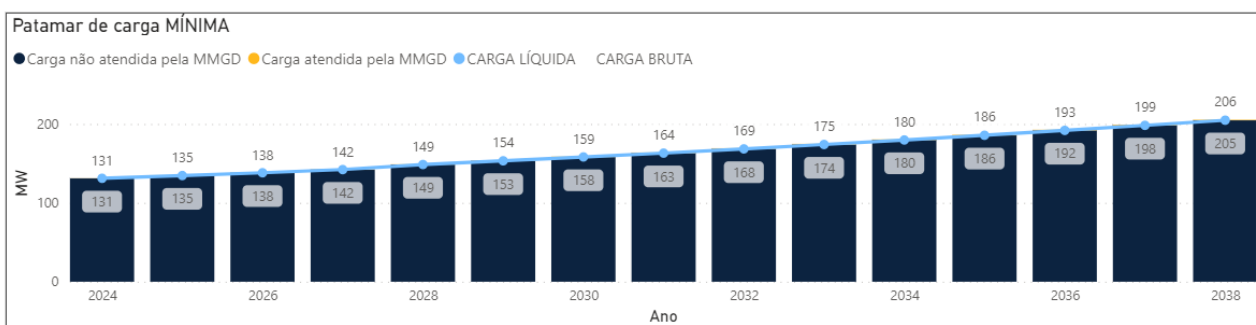


Figura 4-5 – Previsão para o mercado da Equatorial Amapá – carga mínima

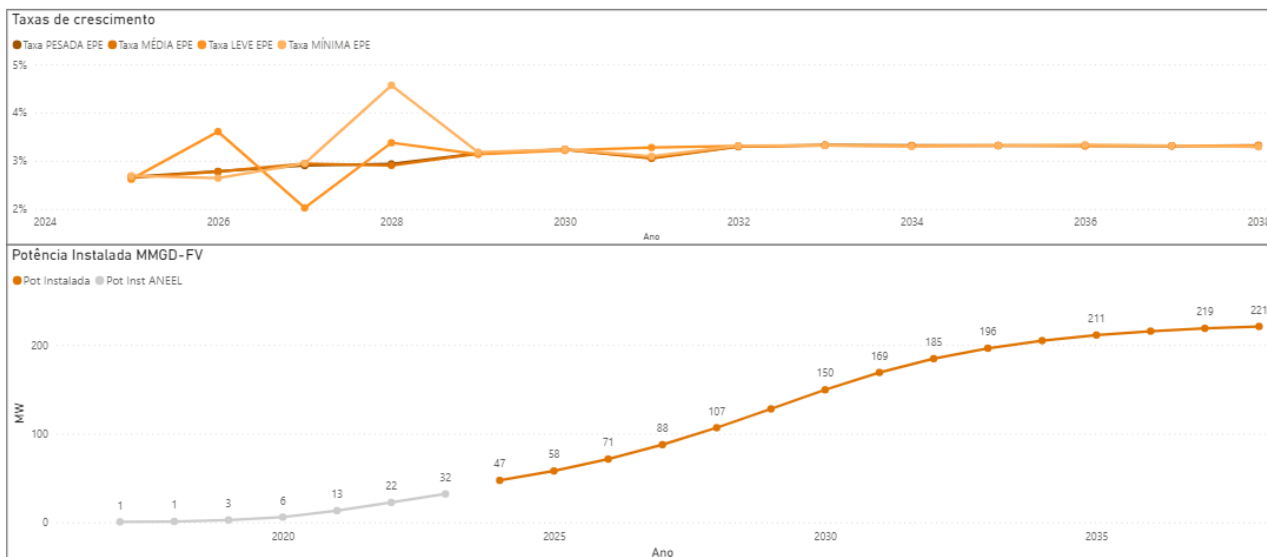


Figura 4-6 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Equatorial Amapá

4.1.2. Amazonas

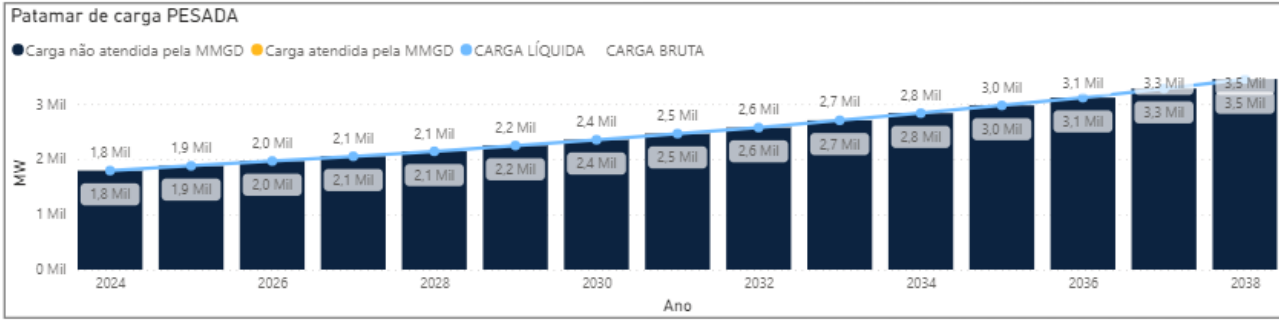


Figura 4-7 – Previsão para o mercado da Amazonas Energia – patamar de carga pesada

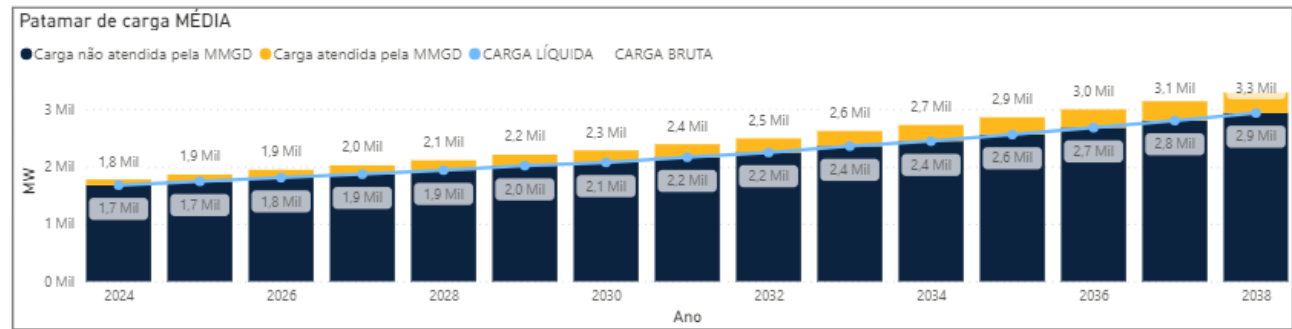


Figura 4-8 – Previsão para o mercado da Amazonas Energia – patamar de carga média



Figura 4-9 – Previsão para o mercado da Amazonas Energia – patamar de carga leve

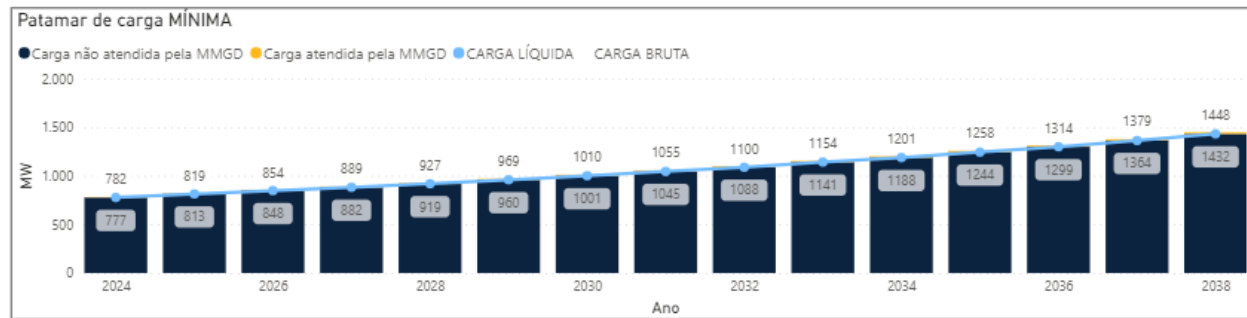


Figura 4-10 – Previsão para o mercado da Amazonas Energia – carga mínima

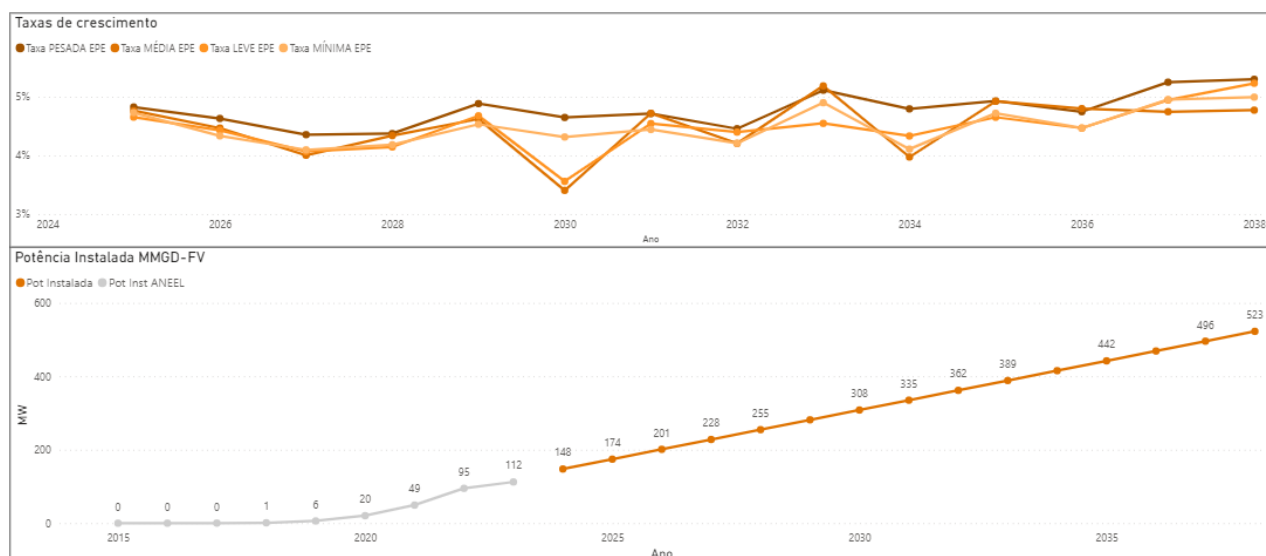


Figura 4-11 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Amaxonas Energia

4.1.3. Maranhão



Figura 4-12 – Previsão para o mercado da Equatorial Maranhão – patamar de carga pesada

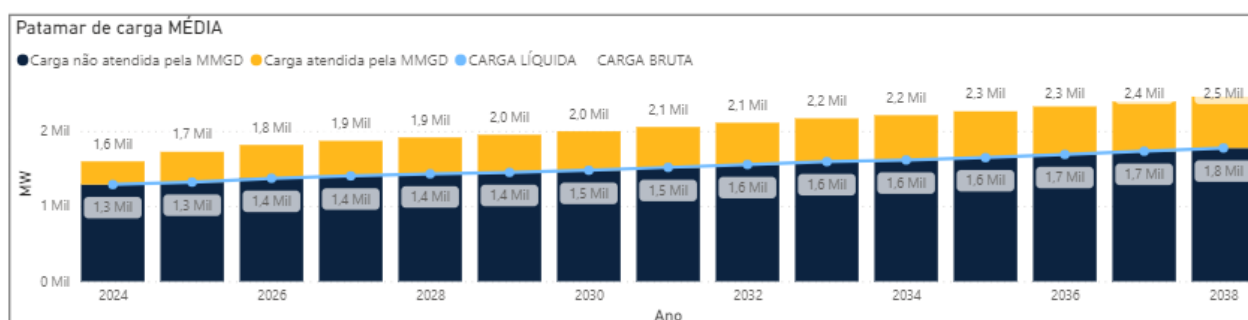


Figura 4-13 – Previsão para o mercado da Equatorial Maranhão – patamar de carga média

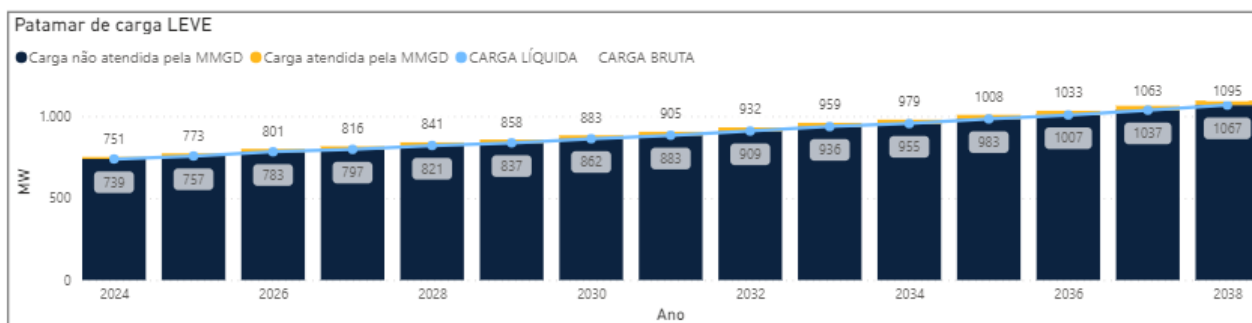


Figura 4-14 – Previsão para o mercado da Equatorial Maranhão – patamar de carga leve

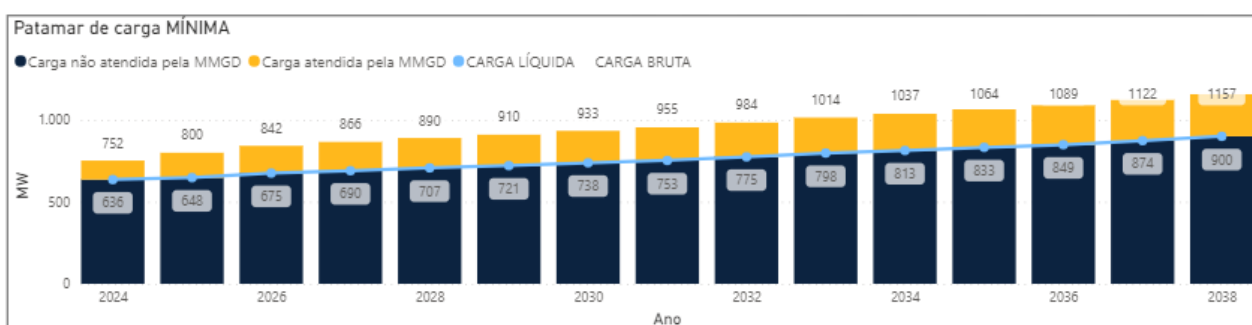


Figura 4-15 – Previsão para o mercado da Equatorial Maranhão – carga mínima

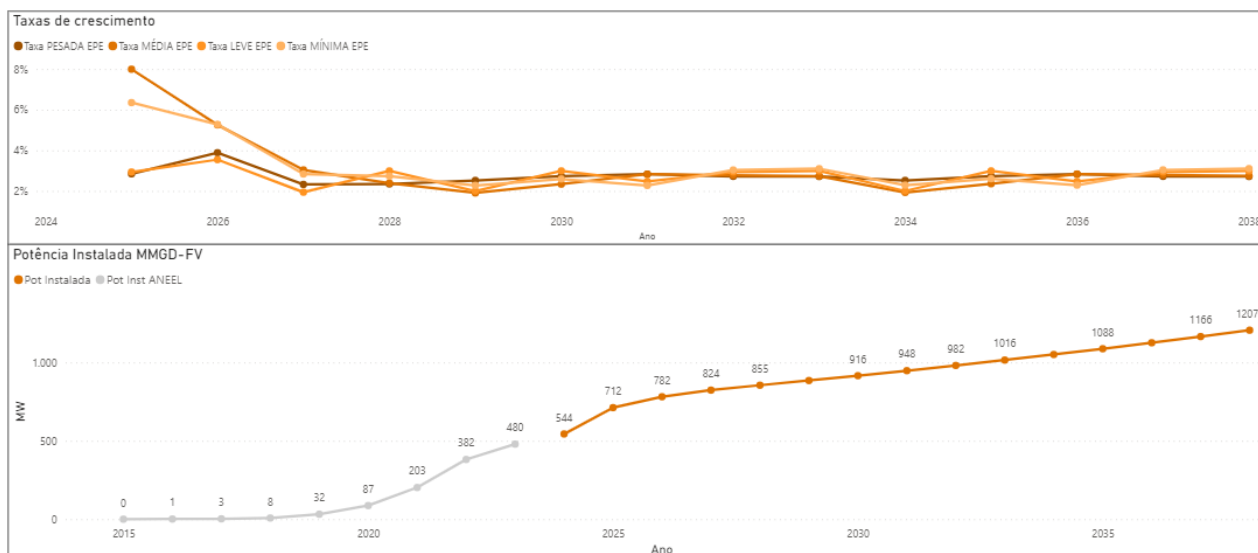


Figura 4-16 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Equatorial Maranhão

4.1.4. Pará



Figura 4-17 – Previsão para o mercado da Equatorial Pará – patamar de carga pesada



Figura 4-18 – Previsão para o mercado da Equatorial Pará – patamar de carga média



Figura 4-19 – Previsão para o mercado da Equatorial Pará – patamar de carga leve



Figura 4-20 – Previsão para o mercado da Equatorial Pará – carga mínima

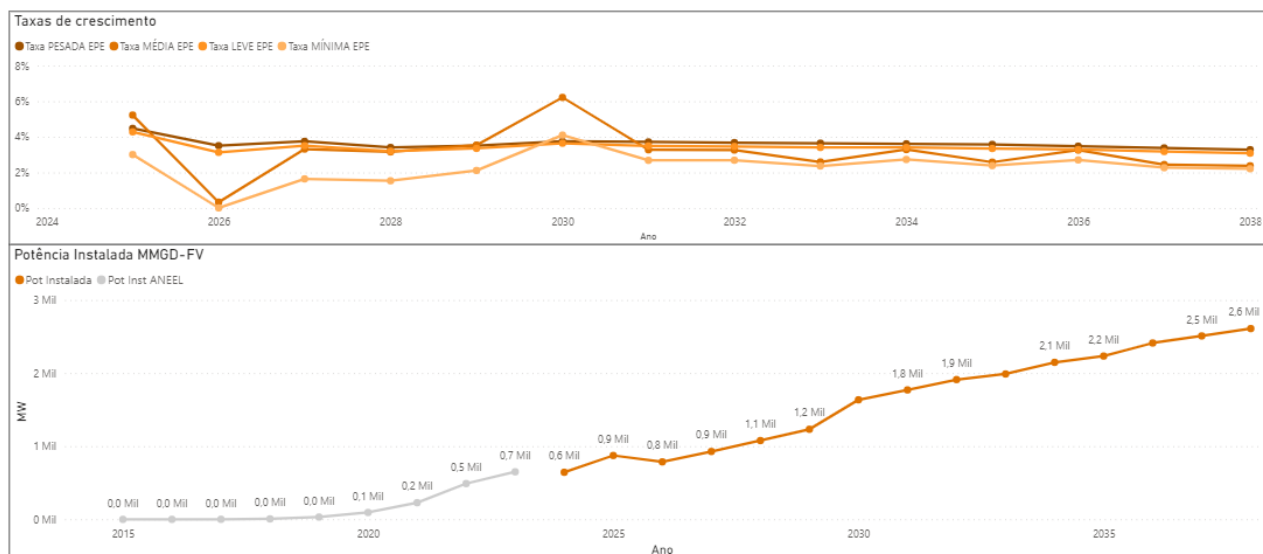


Figura 4-21 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMDG para a área de concessão da Equatorial Pará

4.1.5. Roraima

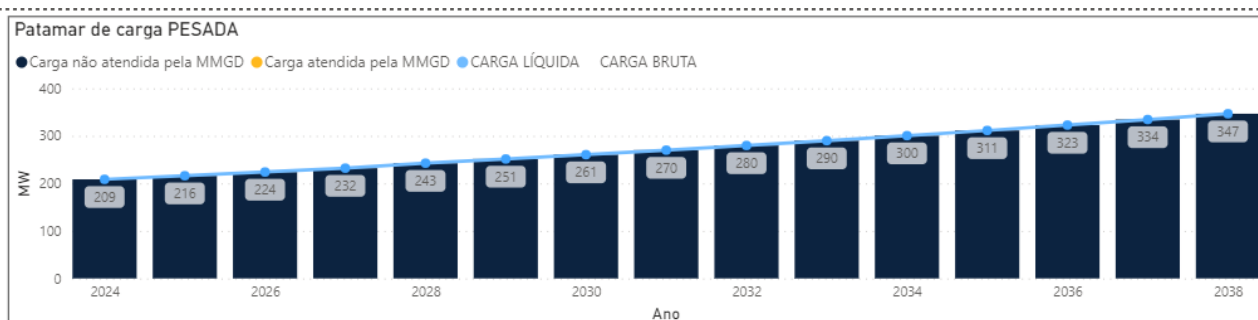


Figura 4-22 – Previsão para o mercado da Roraima Energia – patamar de carga pesada

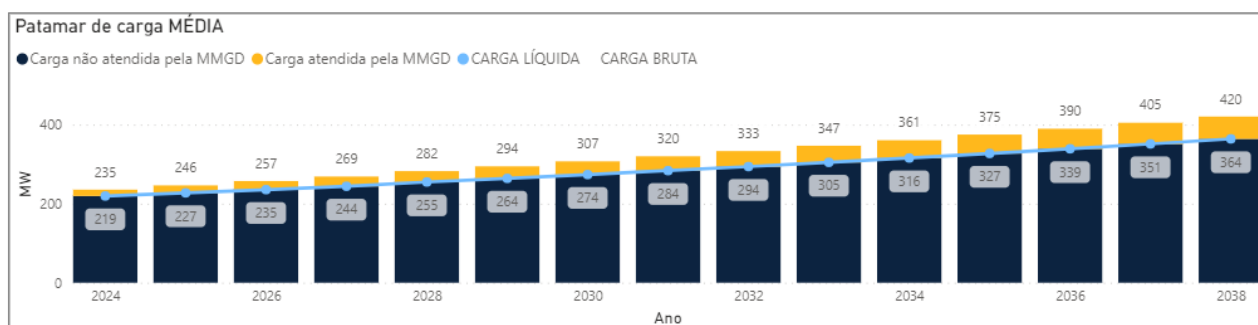


Figura 4-23 – Previsão para o mercado da Roraima Energia – patamar de carga média

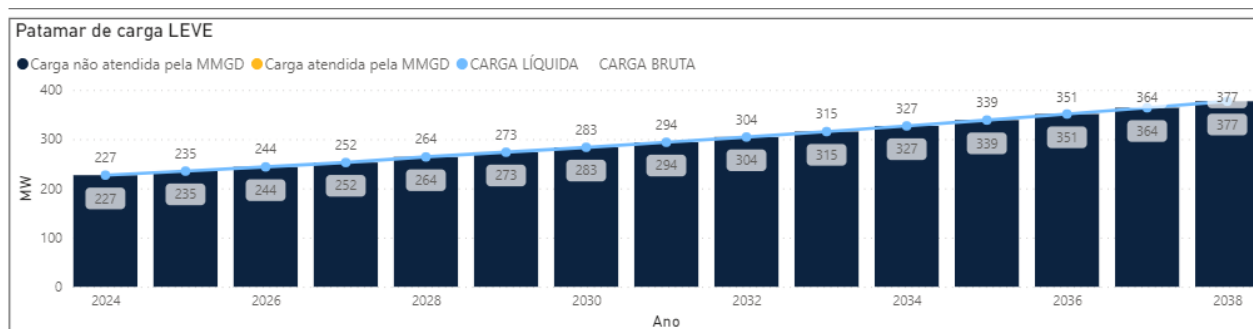


Figura 4-24 – Previsão para o mercado da Roraima Energia – patamar de carga leve

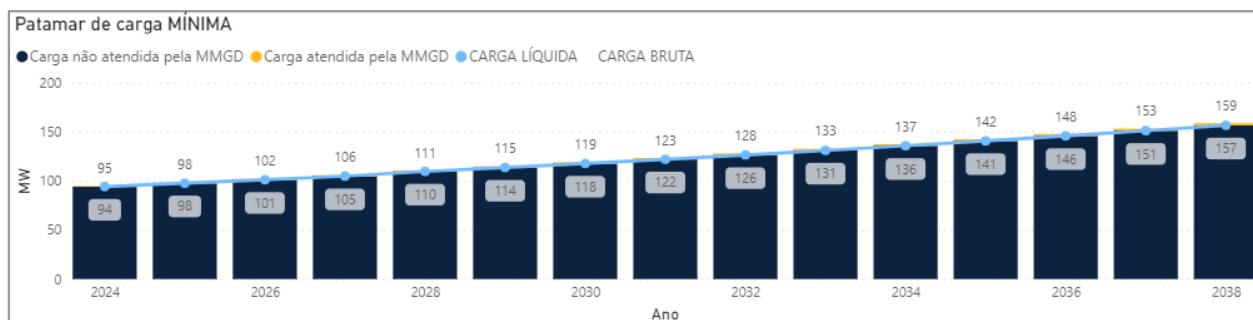


Figura 4-25 – Previsão para o mercado da Roraima Energia – carga mínima

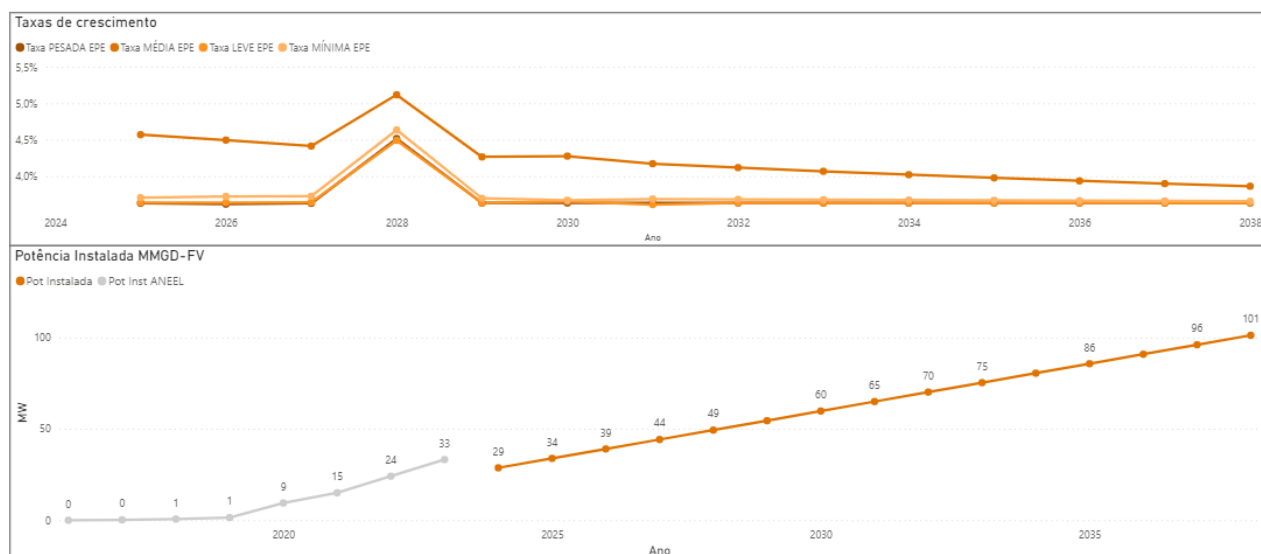


Figura 4-26 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Roraima Energia

4.1.6. Tocantins

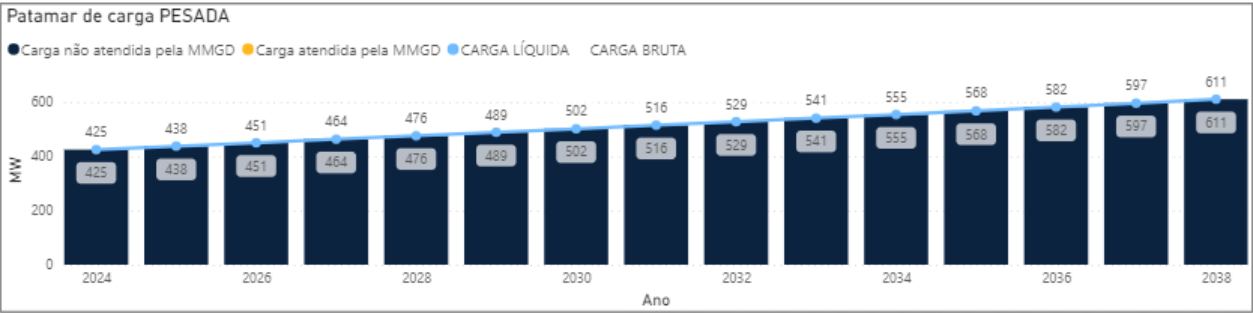


Figura 4-27 – Previsão para o mercado da Energisa Tocantins – patamar de carga pesada

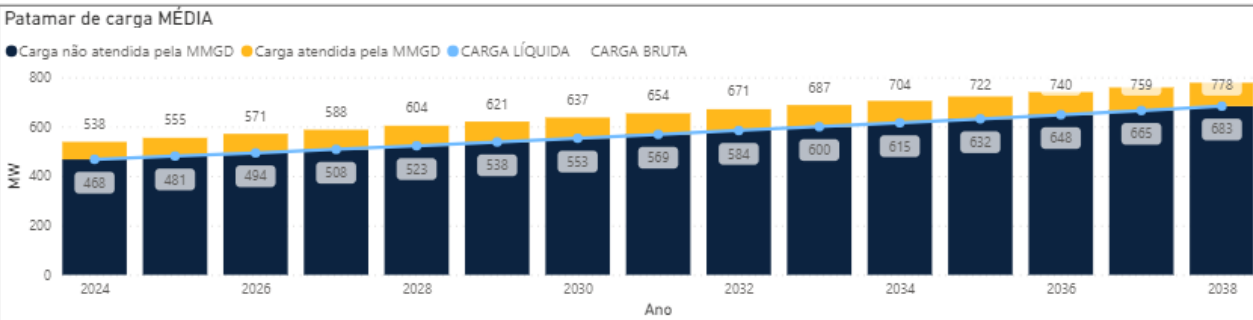


Figura 4-28 – Previsão para o mercado da Energisa Tocantins – patamar de carga média

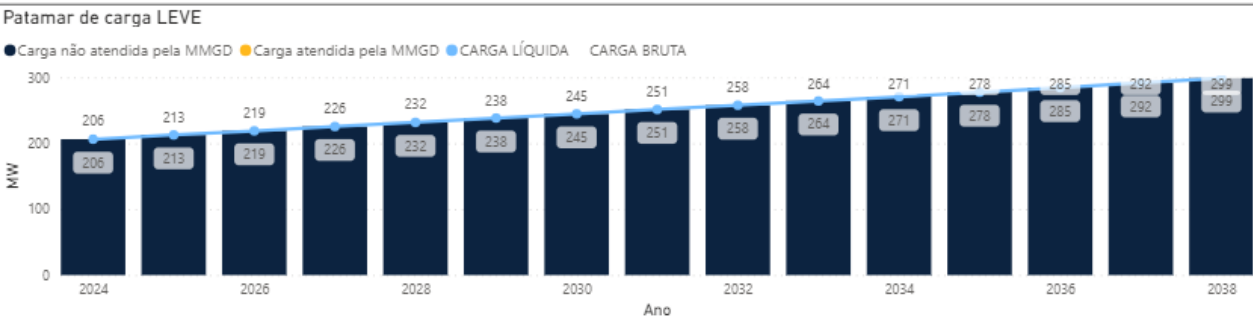


Figura 4-29 – Previsão para o mercado da Energisa Tocantins – patamar de carga leve

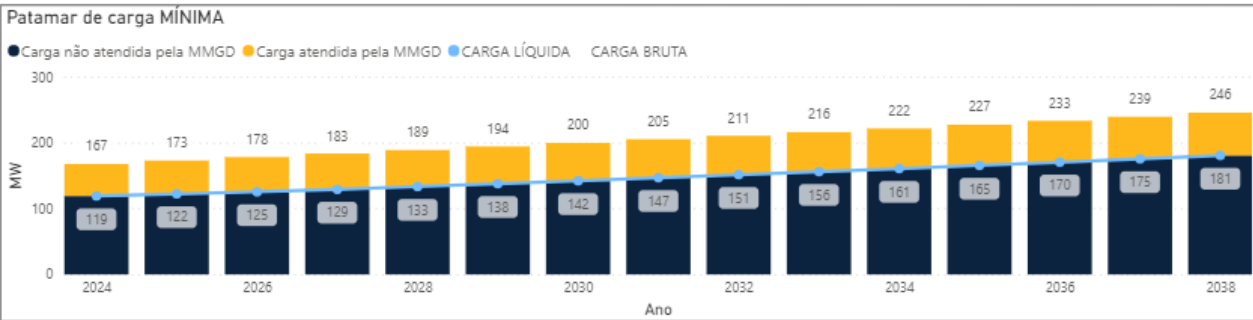


Figura 4-30 – Previsão para o mercado da Energisa Tocantins – carga mínima

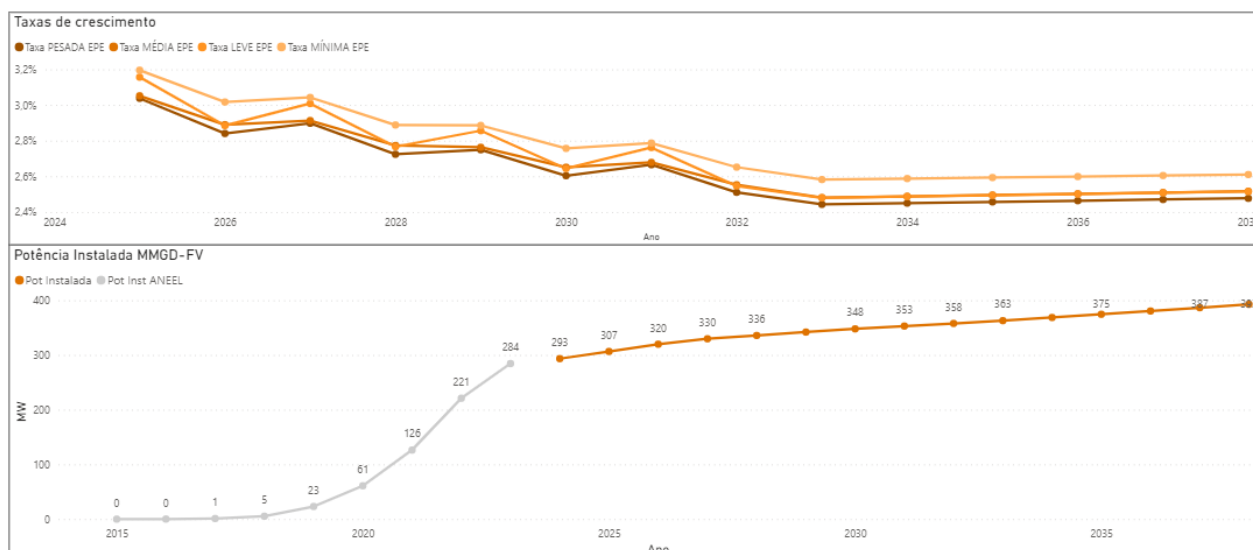


Figura 4-31 – Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Energisa Tocantins

4.2. Evolução da Expansão da Geração

A Tabela 4-1 e a

Tabela 4-2 a seguir apresentam os valores referentes à capacidade instalada prevista para os anos de 2027 e 2038, respectivamente, referente a usinas já contratadas na região Norte. Destaca-se a participação massiva de Usinas Hidrelétricas em todos os estados, somando mais de 80% da capacidade na região e sendo a segunda fonte apenas no estado do Maranhão e do Amazonas.

Os quantitativos apresentados consideram as usinas em operação e em implantação, sendo considerados todos os projetos de geração com CUST assinado até dezembro de 2023 com entrada em operação até dezembro de 2027. Não foi considerada geração indicativa.

Com relação aos estados do Amazonas e de Roraima, cumpre destacar que o contrato de gás da UTE Mauá 3 se encerra em novembro de 2030 e seu contrato de suprimento de energia, em dezembro de 2043. No entanto, o benefício da CCC para Mauá 3 se encerraria ao fim do contrato de gás. Nos termos da Medida Provisória nº 814/2017, Mauá 3 pediu a antecipação da entrega de seu contrato através das UTEs Aparecida, Cristiano Rocha, Ponta Negra, Manauara, Jaraqui e Tambaqui no período entre o fim dos contratos atuais destas e novembro de 2030. Dessa forma, esse diagnóstico foi realizado considerando o despacho nulo para as UTEs Mauá 3, Jaraqui, Tambaqui, Ponta Negra, Cristiano Rocha e Manauara a partir de 2031. Com relação ao estado de Roraima, esse diagnóstico foi realizado considerando a entrada em operação da interligação Boa

Vista – Manaus, bem como a UHE Bem Querendo no ano de 2027. No entanto, foi adotado como premissa o despacho nulo para todo o parque gerador de Roraima, com exceção da UTE BBF Baliza.

Tabela 4-1 – Despacho máximo de geração por fonte e UF presentes nos casos de 2027

Fonte	AP (MW)	AM (MW)	MA (MW)	PA (MW)	RR (MW)	TO (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	919	250	1.087	19.753	-	1.399	23.408	78%
PCH/CGH	-	-	-	30	10	84	124	0%
EOL	-	-	484	-	-	-	484	2%
UFV	-	-	-	-	-	40	40	0%
UTE	-	2.285	2.567	605	183	-	5640	19%
Biomassa	-	-	254	-	126	80	460	1%
Total	919	2.535	4.392	20.388	319	1.603	30.156	100%

Tabela 4-2 – Despacho máximo de geração por fonte e UF presentes nos casos de 2038

Fonte	AP (MW)	AM (MW)	MA (MW)	PA (MW)	RR (MW)	TO (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	919	250	1.087	19.753	-	1.399	23.408	81%
PCH/CGH	-	-	-	30	10	84	124	0%
EOL	-	-	484	-	-	-	484	2%
UFV	-	-	-	-	-	40	40	0%
UTE	-	1.015	2.567	605	183	-	4370	15%
Biomassa	-	-	254	-	126	80	460	2%
Total	919	1.265	4.392	20.388	319	1.603	28.886	100%

4.3. Evolução da Expansão da Transmissão

A Figura 4-32 à Figura 4-38 a seguir apresentam a configuração da rede existente e planejada em toda a região Norte, onde as linhas contínuas representam instalações existentes e as linhas tracejadas indicam instalações futuras, seguindo a legenda abaixo. O detalhamento do conjunto de empreendimentos de transmissão previstos para os próximos anos e localizados nos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins pode ser encontrado no PET/PELP [4]

- Subestações
- SE Existente
 - SE Planejada
- Linhas de Transmissão
- 230kV
 - 345kV
 - 500kV
 - 800kV
 - 230kV
 - 345kV
 - 500kV
 - 800kV

Figura 4-32 - Legenda das Instalações existentes e futuras nos estados da região Norte

4.3.1. Expansão no Estado do Amapá

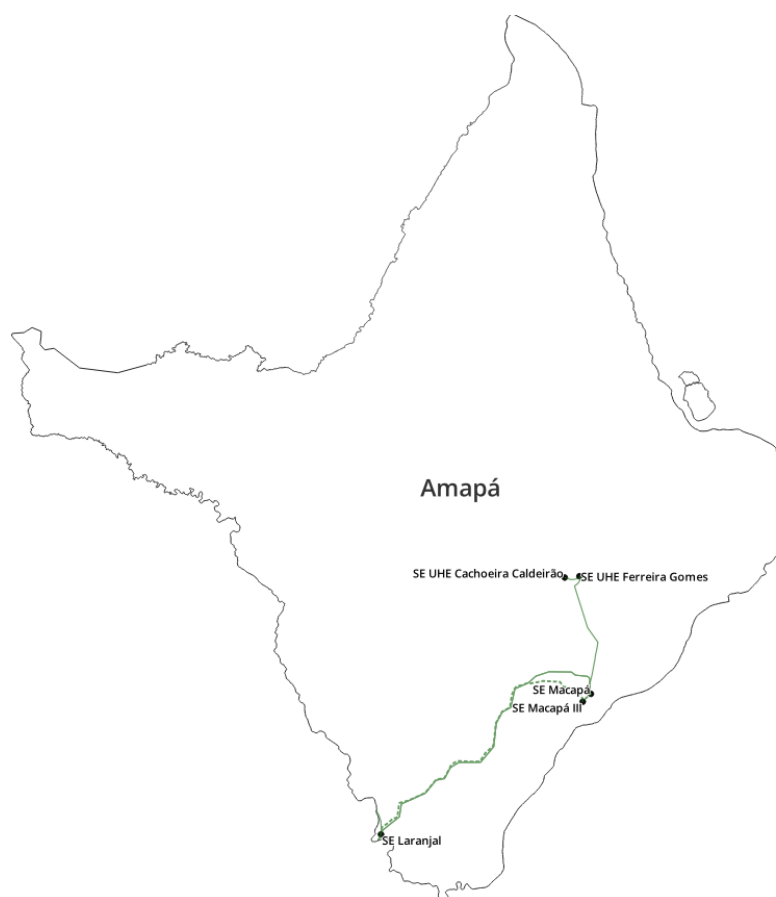


Figura 4-33 – Estado do Amapá

4.3.2. Expansão do Estado do Amazonas

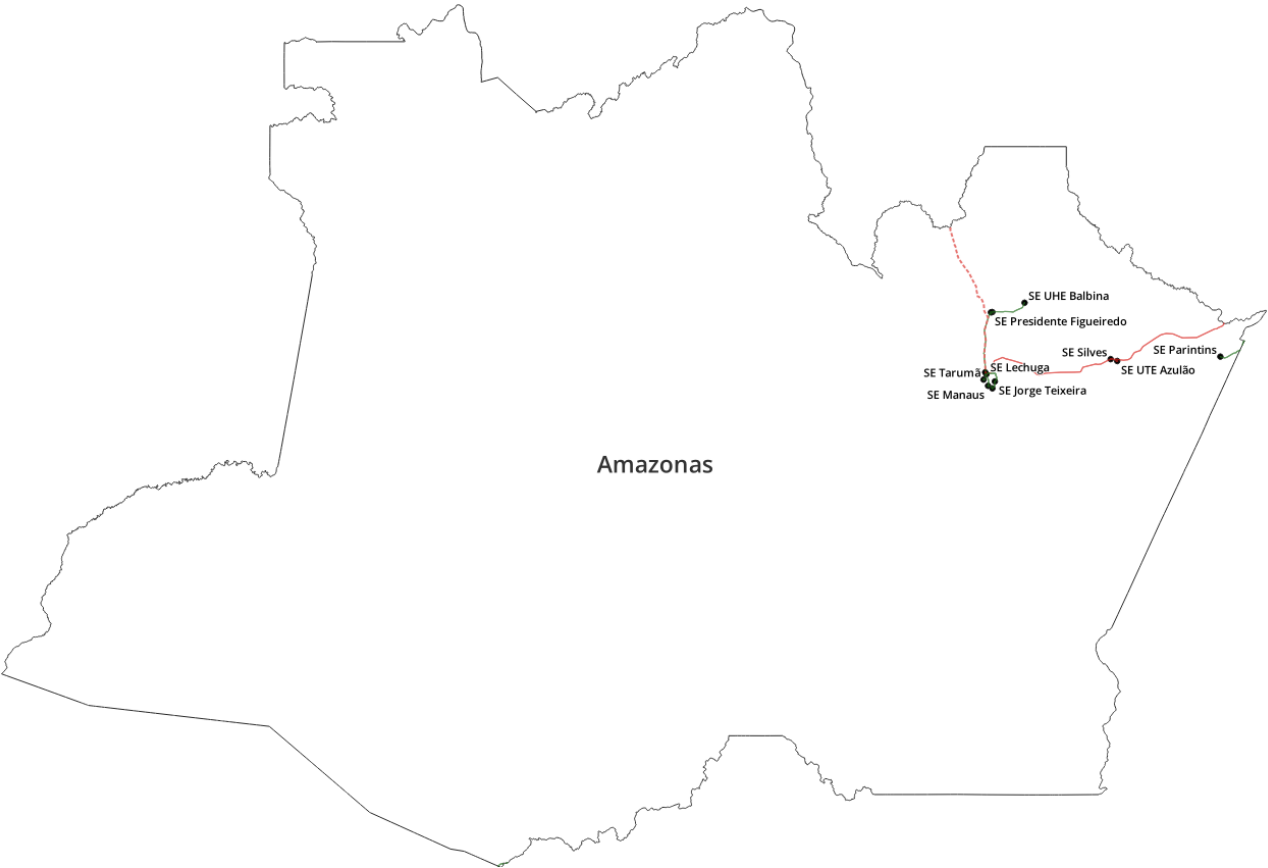


Figura 4-34 – Estado do Amazonas

4.3.3. Expansão do Estado do Maranhão

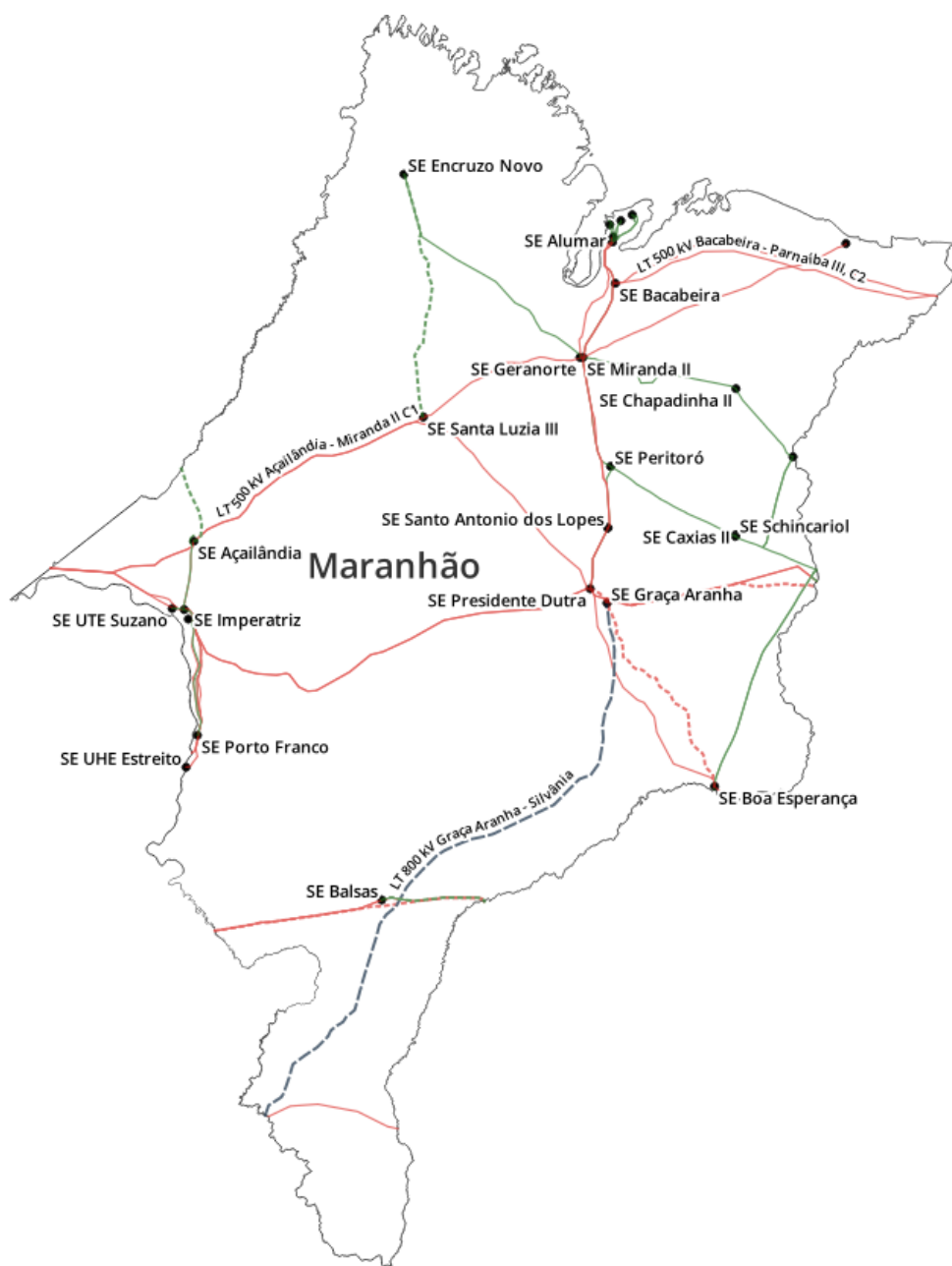


Figura 4-35 – Estado do Maranhão

4.3.4. Expansão do Estado do Pará



Figura 4-36 – Estado do Pará

4.3.5. Expansão do Estado do Roraima



Figura 4-37 – Estado de Roraima

4.3.6. Expansão do Estado do Tocantins

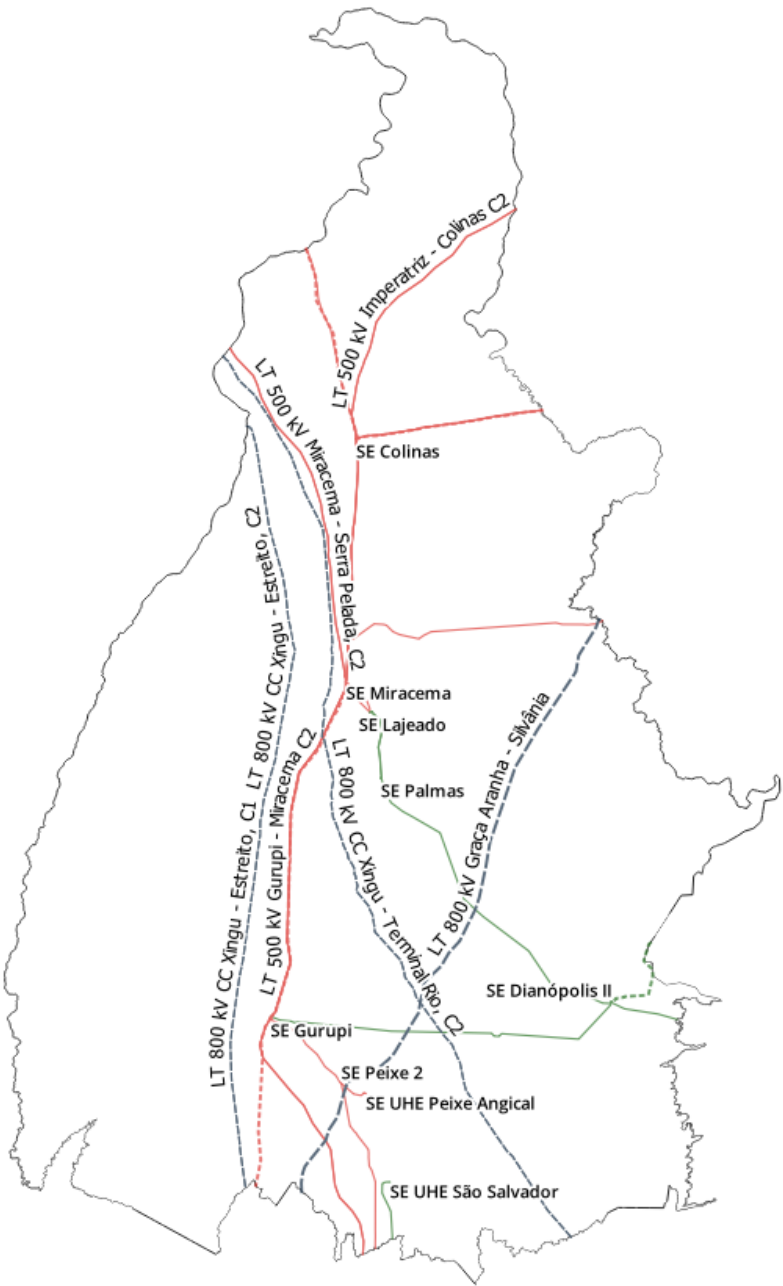


Figura 4-38 – Estado do Tocantins

5. CENÁRIOS ANALISADOS

Foram simulados quatro cenários de geração e intercâmbio energético, de forma a analisar as situações mais críticas da região:

- Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas entre 50% e 90% e geração eólica entre 30% e 50% da capacidade instalada. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período úmido;
- Cenário 2 – Norte e Nordeste Secos; Nordeste Exportador: Neste cenário, as usinas hidráulicas da região Norte foram despachadas em 20% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 30% e geração eólica em torno de 50%. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia das regiões N/NE para o SE/CO no período seco;
- Cenário 3 – Norte Úmido e Nordeste Importador: Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas em torno de 30%, a fim de avaliar a máxima capacidade de importação da região Nordeste, concomitante a uma baixa geração de energia renovável. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil;
- Cenário 4 – Norte e Nordeste Secos; Intercâmbio Baixo: Neste cenário, a geração na região Nordeste é suficiente para atender a carga. Considerou-se as usinas hidráulicas entre 30% e 60% e geração eólica em torno de 25% da capacidade instalada. Este cenário é relevante para o dimensionamento de compensação reativa e controle de tensão, visto que as interligações regionais ficam com baixo carregamento. As usinas térmicas foram despachadas por ordem de mérito até fechar o balanço de geração em todo Brasil.

Para a avaliação da rede em todo o seu espectro de ocorrências, foram considerados os patamares de carga mais restritivos para cada um dos cenários, isto é, carga média e pesada para o cenário 1, carga pesada para o cenário 2 e carga leve para o cenário 4.

6. RESULTADO DO DIAGNÓSTICO DA REDE

A rede de transmissão da região Norte atende aos estados do Amapá, Amazonas, Maranhão, Pará, Roraima e Tocantins. Atualmente é possível dividir esse sistema em 3 diferentes áreas:

- **PA/MA/TO:** Reunindo então os estados do Maranhão e Tocantins que fazem fronteira com as outras regiões e uma grande parcela da carga do estado do Pará que é central para a região Norte e possui muitas instalações com influência no desempenho dos demais estados.
- **AM/AP:** Reunindo os estados do Amapá e Amazonas que possuem uma característica mais radial em relação aos outros estados, além de algumas localidades no estado do Pará, tendo como ligação ao SIN a interligação Tucuruí – Macapá – Manaus, que inicia ainda no estado do Pará.
- **SI:** a última área engloba os sistemas isolados, onde o estado de Roraima se destaca enquanto a conexão com o SIN não ocorre.

As seções seguintes apresentam os resultados de cada um dos estados da Região Norte, com foco nos problemas encontrados.

6.1. Estado do Amapá

Com o objetivo de avaliar o desempenho da rede durante um cenário de baixa hidraulicidade, nesse diagnóstico foi adotado como premissa o despacho em torno de 20% de sua capacidade para as UHEs do estado do Amapá.

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Amapá, considerando a premissa de despacho apresentada acima, ou seja, despacho das UHEs em torno de 20% da sua capacidade, apresentaram desempenho satisfatório em todo o horizonte analisado e, portanto, não foram identificadas quaisquer violações de carregamento ou de tensão. É importante destacar, todavia, que esse diagnóstico está em consonância com as premissas e critérios convencionais adotados pelo planejamento e, portanto, não foram utilizados critérios diferenciados para avaliar o atendimento a esse estado.

6.2. Estado do Amazonas

Esse diagnóstico foi realizado considerando o despacho nulo para as UTEs Mauá 3, Jaraqui, Tambaqui, Ponta Negra, Cristiano Rocha e Manauara a partir de 2031. Com relação ao estado de Roraima, esse diagnóstico foi realizado considerando a entrada em operação da interligação Boa

Vista – Manaus, bem como a UHE Bem Querer no ano de 2027. No entanto, foi adotado como premissa o despacho nulo para todo o parque gerador de Roraima, com exceção da UTE BBF Baliza. Levando-se em consideração as premissas indicadas anteriormente, em termos de carregamento e tensão, este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

6.2.1. Violações de Carregamento

- A transformação 230/138 kV da SE Mauá 3 apresenta sobrecarga a partir de 2029 no patamar de carga pesada (cenário 1), quando da contingência de um dos cinco autotransformadores, e a partir de 2031 em condição normal de operação, como pode ser observado na Figura 6-1. Por sua vez, no cenário 2, patamar de carga pesada, assim como no cenário 1, patamar de carga média, essa sobrecarga é observada a partir de 2031.

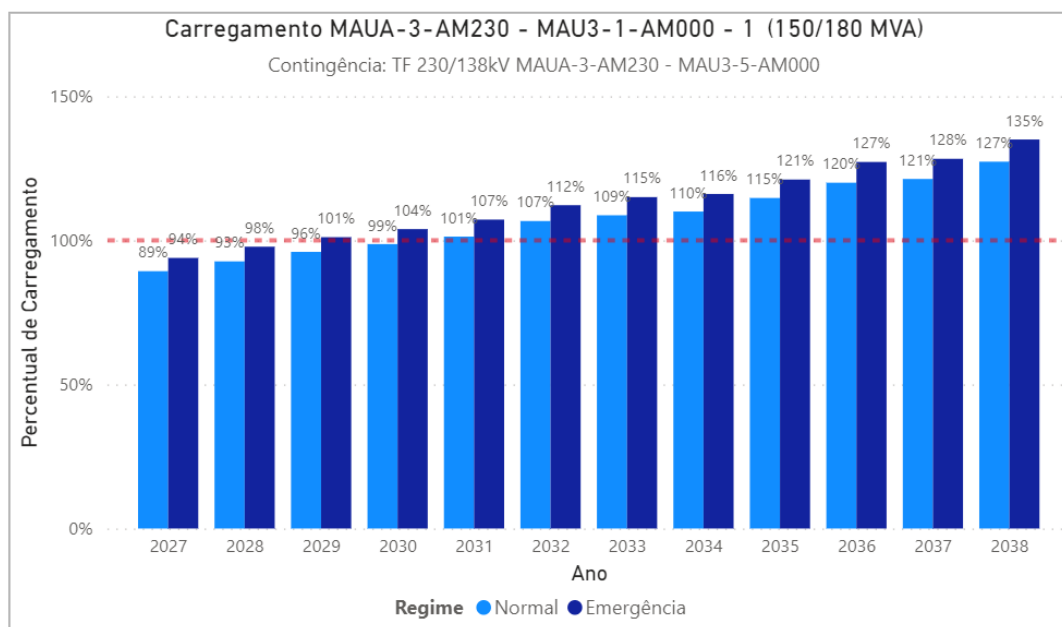


Figura 6-1 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Mauá 3 em condição normal de operação e na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 1 - carga pesada

- A partir de 2031, no patamar de carga média, (cenário 1), são registradas sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Oriximiná – Silves, quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-2. Adicionalmente, cumpre notar que no patamar de carga pesada (cenário 1), essa sobrecarga é observada a partir de 2034, e no cenário 4, patamar de carga leve, a partir de 2037.

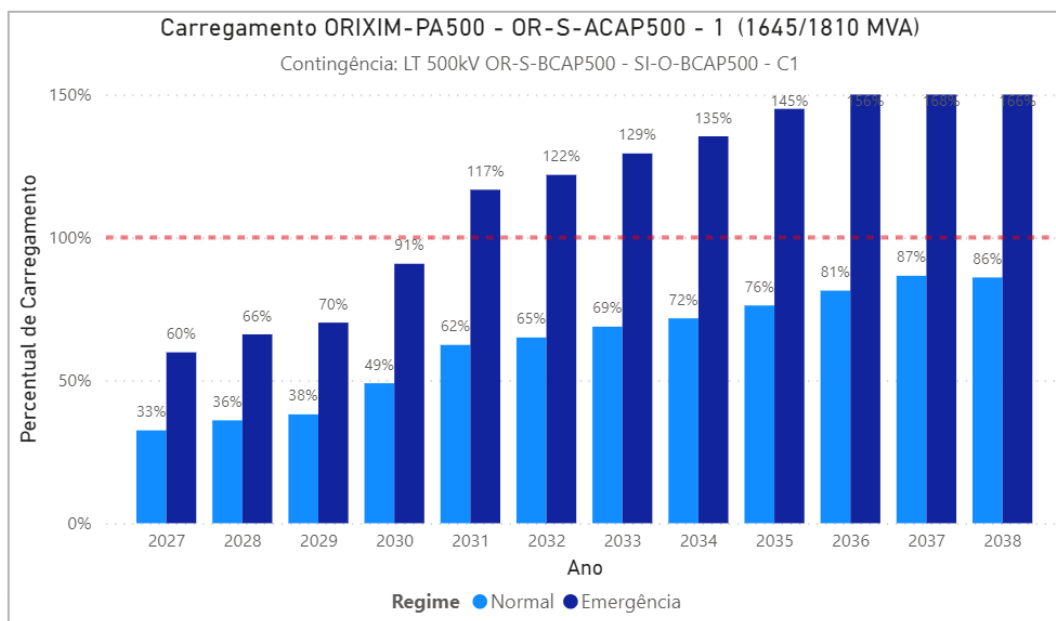


Figura 6-2 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná - Silves remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga média

- Da mesma forma, a partir de 2031, no patamar de carga média, (cenário 1), são registradas sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Silves - Lechuga, quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-3. Adicionalmente, cumpre notar que no patamar de carga pesada (cenário 1), essa sobrecarga é observada a partir de 2032, já no cenário 2, patamar de carga pesada, a partir de 2034, e no cenário 4, patamar de carga leve, a partir de 2037.

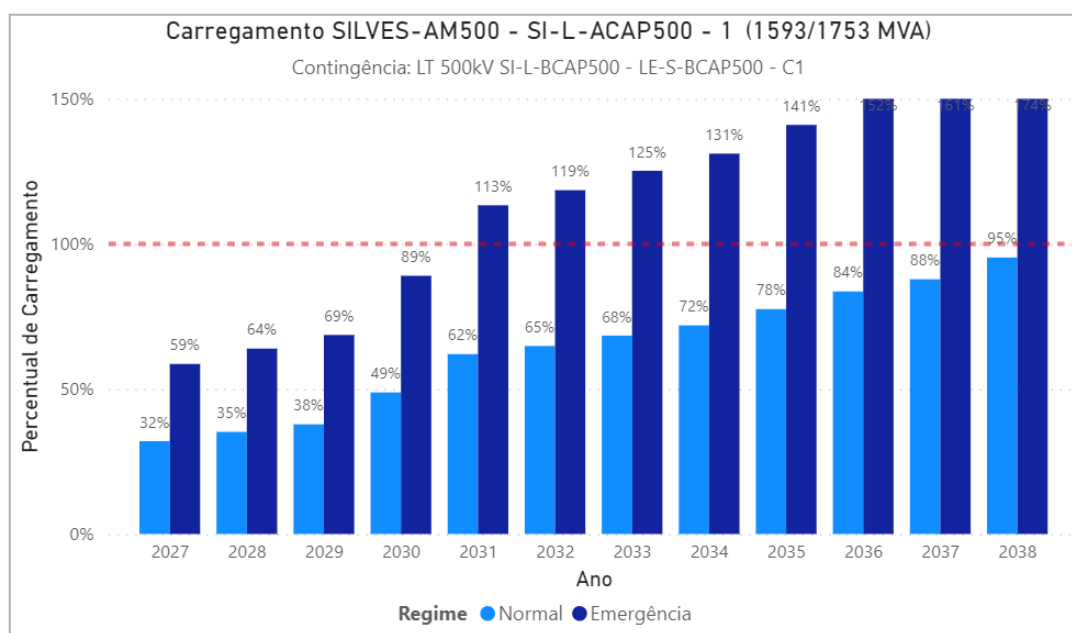


Figura 6-3 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Silves - Lechuga remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga média

- A transformação 500/230 kV da SE Lechuga apresenta sobrecarga a partir de 2031 no patamar de carga média, (cenário 1), tanto em regime normal de operação como durante contingência de um dos três bancos de autotransformadores existentes, como pode ser observado na Figura 6-4. Por sua vez, no patamar de carga pesada (cenários 1 e 2), essa sobrecarga é observada a partir de 2032, e no cenário 4, patamar de carga leve, em 2036 e 2037. Com a implantação do quarto banco de autotransformadores 500/230 kV na SE Lechuga, obra essa recomendada no *Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de Manaus*, e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2038, essa sobrecarga não seria mais verificada apenas no cenário 4, no patamar de carga leve. Já nos patamares de carga média e pesada, mesmo com 4 bancos de autotransformadores 500/230 kV em Lechuga a partir de 2038, seria verificada sobrecarga em regime normal de operação ou durante a contingência de um destes equipamentos.

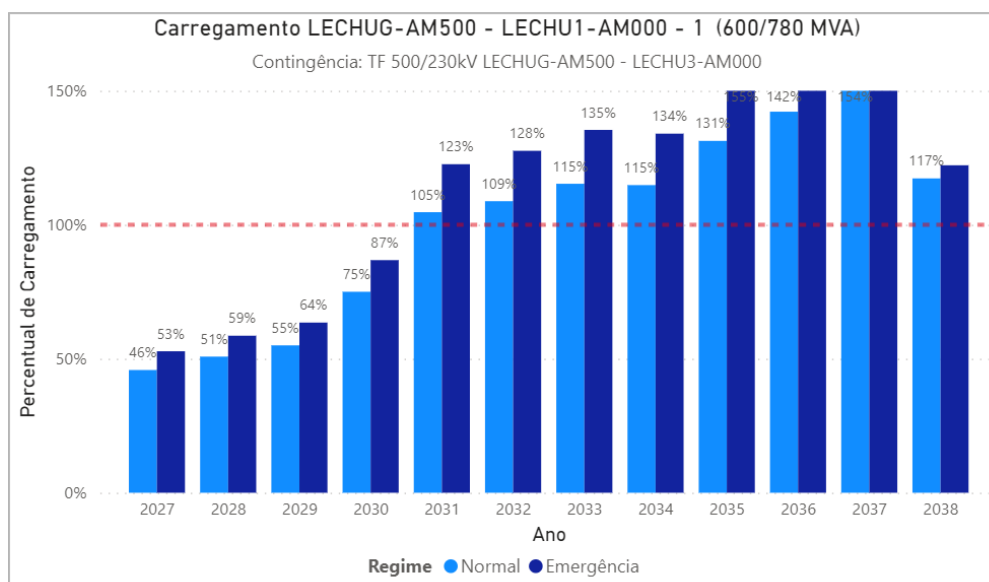


Figura 6-4 – Nível de carregamento da transformação 500/230 kV de Lechuga em condição normal de operação ou durante contingência de um dos bancos de autotransformadores em paralelo – Cenário 1 - carga média

- A transformação 230/138 kV da SE Jorge Teixeira apresenta sobrecarga a partir de 2032 no patamar de carga pesada, (cenário 2), durante a contingência de um dos quatro autotransformadores existentes, e a partir de 2034 em condição normal de operação, como pode ser observado na Figura 6-5. Por sua vez, no patamar de carga pesada (cenário 1), essa sobrecarga é observada a partir de 2033, e no cenário 1, patamar de carga média, a partir de 2034. Mesmo com a implantação do quinto autotransformador 230/138 kV na SE Jorge Teixeira, obra essa recomendada no *Estudo de Suprimento à Região Metropolitana*

de Manaus, e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2038, essa sobrecarga não deixaria de existir.

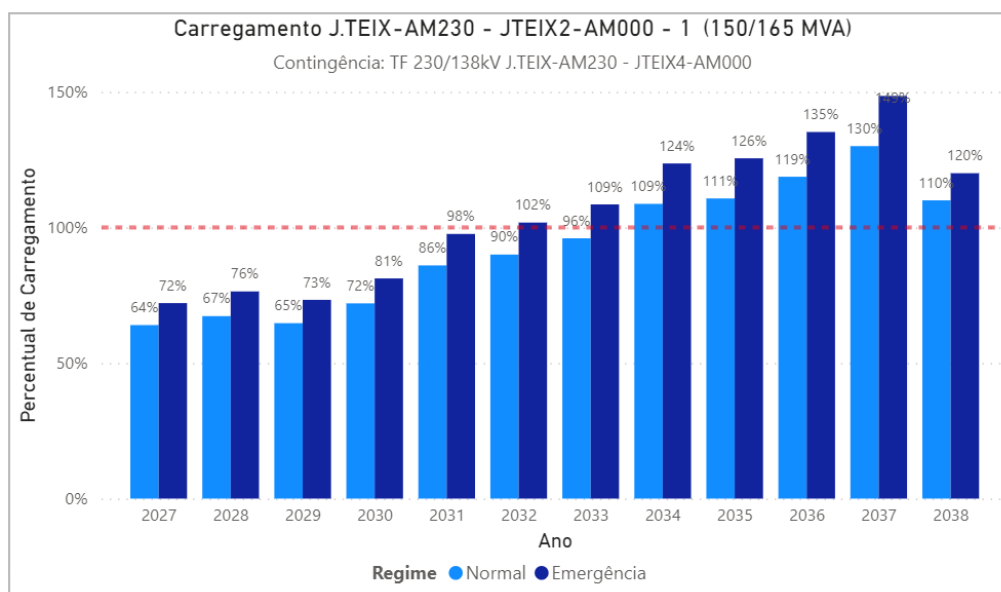


Figura 6-5 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Jorge Teixeira em condição normal de operação e na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 2 - carga pesada

- A transformação 230/138 kV da SE Tarumã apresenta sobrecarga entre 2034 e 2037 no patamar de carga pesada, (cenários 1 e 2), durante contingência de um dos dois bancos de autotransformadores existentes, e em 2037 em condição normal de operação, como pode ser observado na Figura 6-6. Por sua vez, no patamar de carga média (cenário 1), essa sobrecarga durante a contingência de um dos dois bancos de autotransformadores existentes é observada entre 2035 e 2037. Com a implantação do terceiro banco de autotransformadores 230/138 kV na SE Tarumã, obra essa recomendada no Estudo de Suprimento à Região Metropolitana de *Manaus*, e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2038, essa sobrecarga deixa de existir.

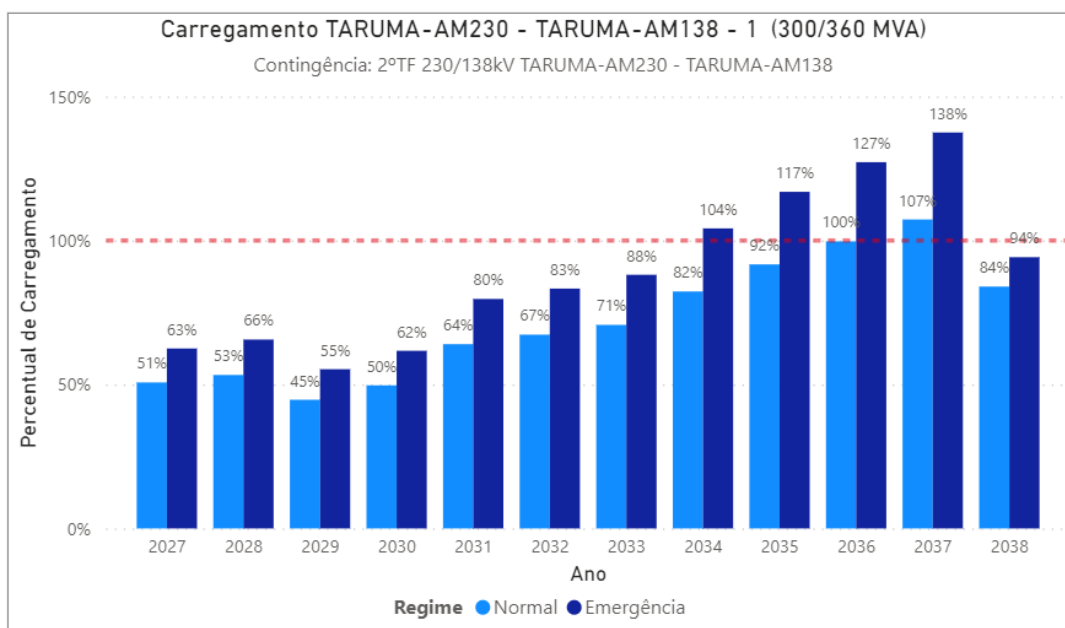


Figura 6-6 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Tarumã em condição normal de operação e na contingência de um dos bancos de autotransformadores – Cenário 2 - carga pesada

- A partir de 2035, no patamar de carga média, (cenário 1), são registradas sobrecargas no circuito remanescente da LT 230 kV Lechuga – Manaus quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-7.

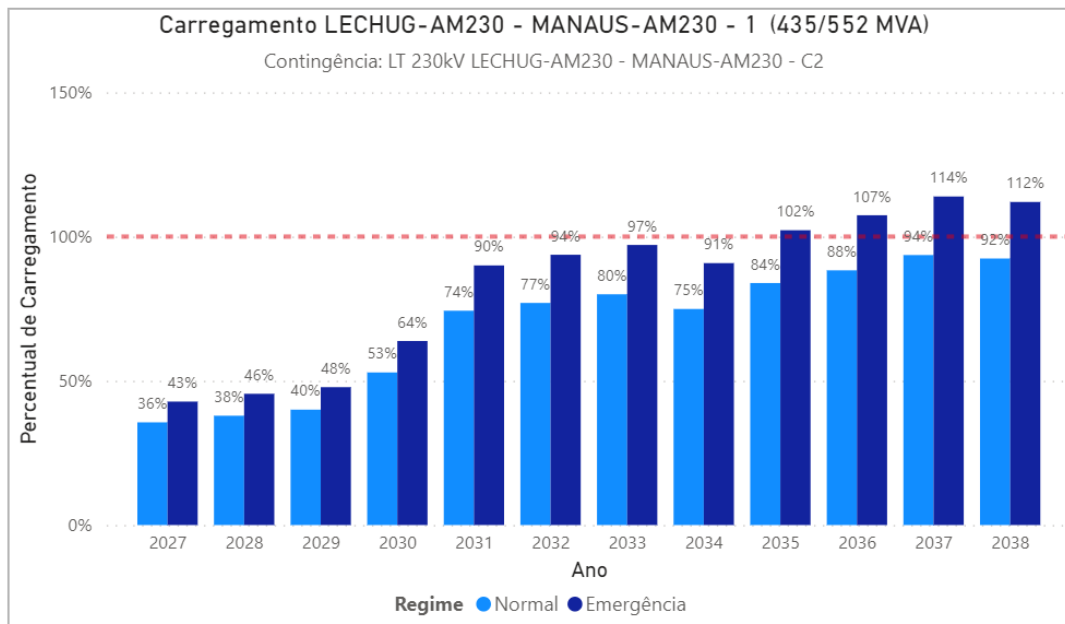


Figura 6-7 – Nível de carregamento do circuito remanescente da LT 230 kV Lechuga - Manaus, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga média

- A partir de 2038, no patamar de carga média, (cenário 1), são registradas sobrecargas no circuito remanescente da LT 500 kV Silves - Lechuga quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-8.

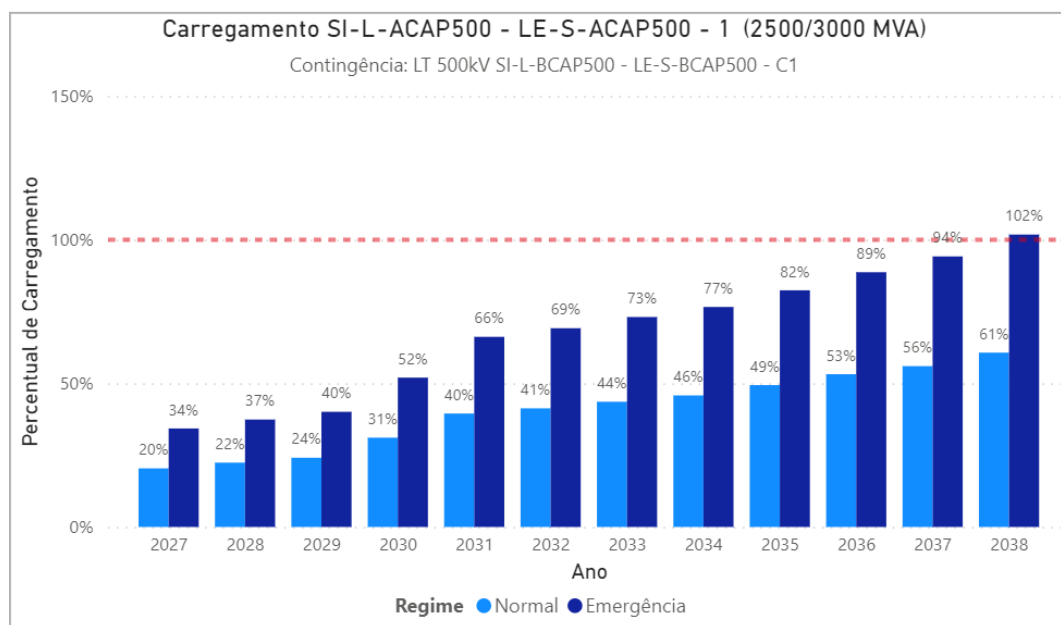


Figura 6-8 – Nível de carregamento do circuito remanescente da LT 500 kV Silves - Lechuga, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 - carga média

6.2.2. Violações de Tensão

- A partir de 2031 registra-se dificuldade para controle de tensão quando da contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Oriximiná – Silves, e a partir de 2033 durante a contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Silves – Lechuga. Por fim cumpre notar que a partir de 2036 haveria dificuldade para controle de tensão na malha de 230 kV de Manaus, seja em condição normal de operação, ou em contingência de algum circuito.

Os resultados do diagnóstico justificam a necessidade de realização de um estudo de planejamento para o atendimento ao estado do Amazonas, estudo esse que já está sendo desenvolvido por parte da EPE.

6.3. Estado do Maranhão

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Maranhão apresentaram desempenho satisfatório em termos de controle de tensão, porém foram identificadas violações operativas de carregamento, como apresentado a seguir.

6.3.1. Violação de carregamento

- Entre 2035 e 2037 são registradas sobrecargas na LT 230 kV Peritoró – Miranda quando da contingência do único banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Presidente Dutra,

como pode ser observado na Figura 6-9. Com a implantação do segundo banco de autotransformadores 500/230 kV na SE Presidente Dutra, obra essa já indicada pelo Planejamento e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2038, essa sobrecarga deixa de existir.

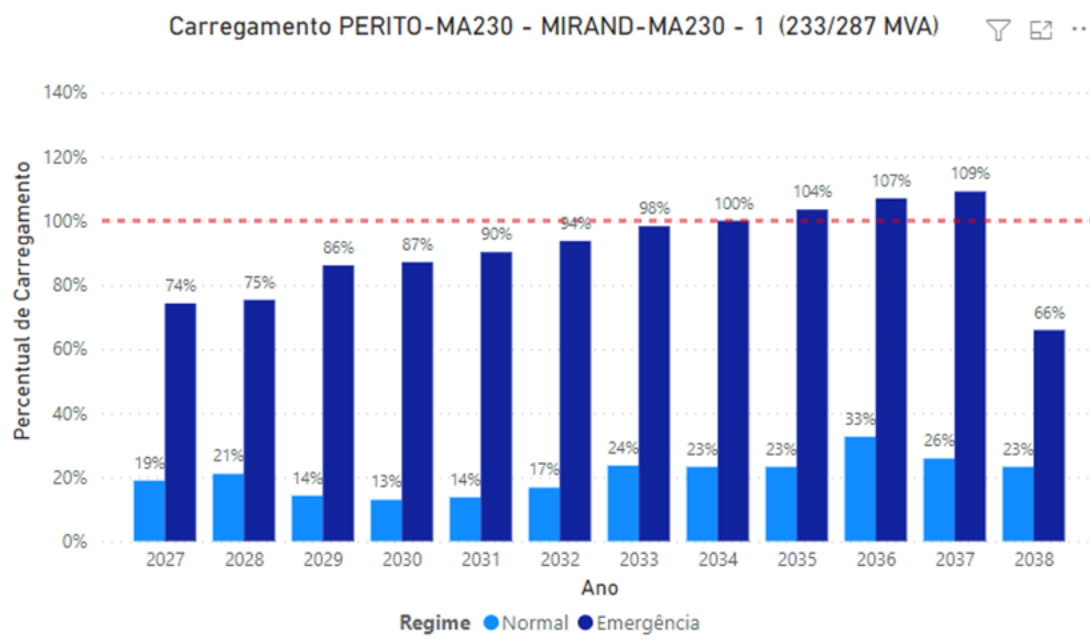


Figura 6-9 – Nível de carregamento da LT 230 kV Peritoró - Miranda, na contingência do banco de autotransformadores 500/230 kV da SE Presidente Dutra

- A transformação 230/69 kV da SE Imperatriz apresenta sobrecarga a partir de 2036 no patamar de carga pesada, na contingência de um dos três transformadores existentes, como pode ser observado na Figura 6-10.

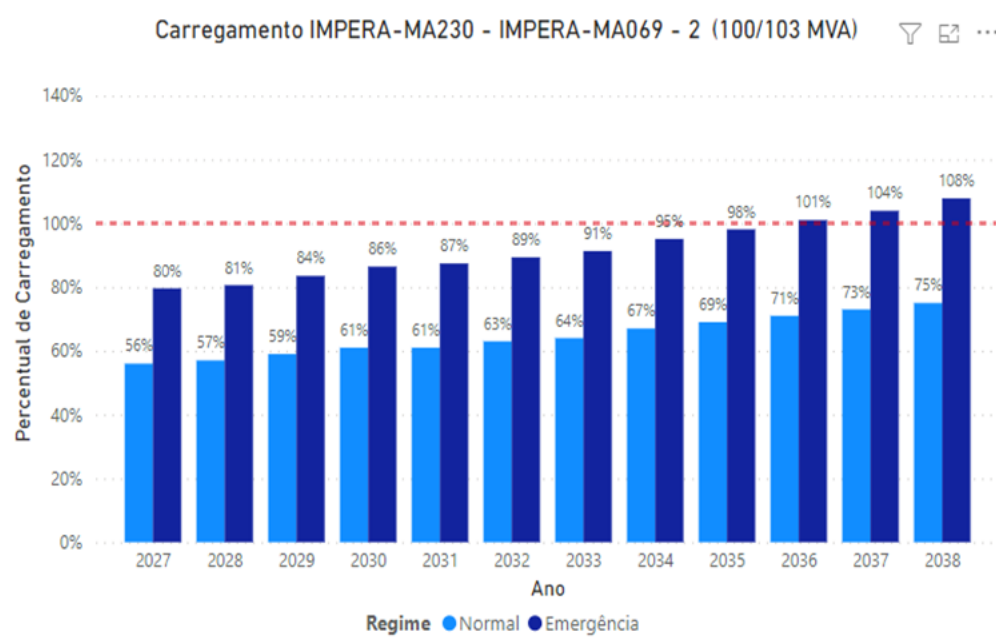


Figura 6-10 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV da SE Imperatriz na contingência de um dos transformadores – Cenário 3 - carga pesada

A transformação 500/230 kV da SE Imperatriz apresenta sobrecarga a partir de 2038 no patamar de carga pesada na contingência de um dos dois bancos de autotransformadores existentes, como pode ser observado na Figura 6-11.

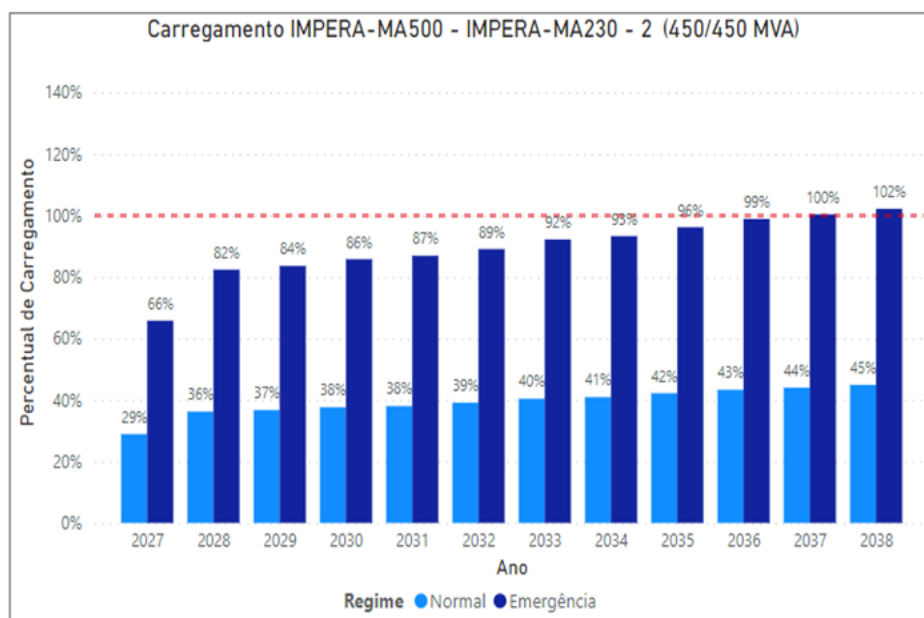


Figura 6-11 – Nível de carregamento da transformação 500/230 kV da SE Imperatriz na contingência de um dos bancos de autotransformadores – Cenário 3 - carga pesada

6.4. Estado do Pará

Este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas de carregamento e de tensão, mostradas a seguir.

6.4.1. Violações de Carregamento

- A partir de 2031, no patamar de carga média, (cenário 1), são registradas sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari, quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-12. Adicionalmente, cumpre notar que no patamar de carga pesada (cenário 1), essa sobrecarga é observada a partir de 2034, e no cenário 4, patamar de carga leve, a partir de 2037.

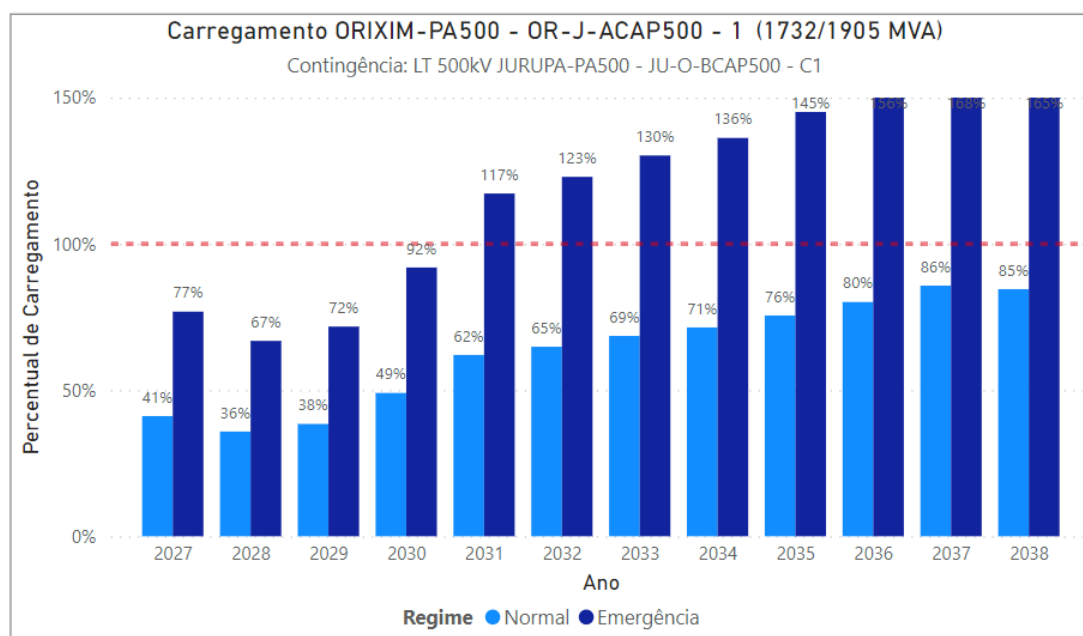


Figura 6-12 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 - carga média

- Também a partir de 2031, no patamar de carga média, (cenário 1), são registradas sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Oriximiná – Silves, quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-13. Adicionalmente, cumpre notar que no patamar de carga pesada (cenário 1), essa sobrecarga é observada a partir de 2034, e no cenário 4, patamar de carga leve, a partir de 2037.

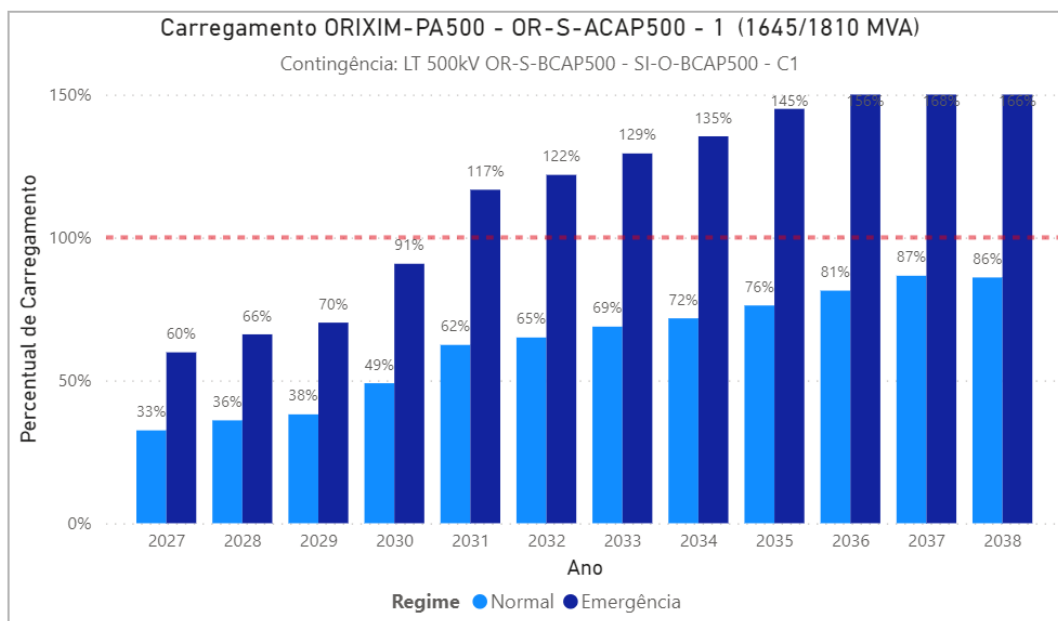


Figura 6-13 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Oriximiná - Silves remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga média

- A transformação 230/138 kV da SE Tucuruí apresenta sobrecarga a partir de 2032, no patamar de carga pesada (cenários 1, 2, 3 e 4), quando da contingência de um dos dois autotransformadores, como pode ser observado na Figura 6-14.

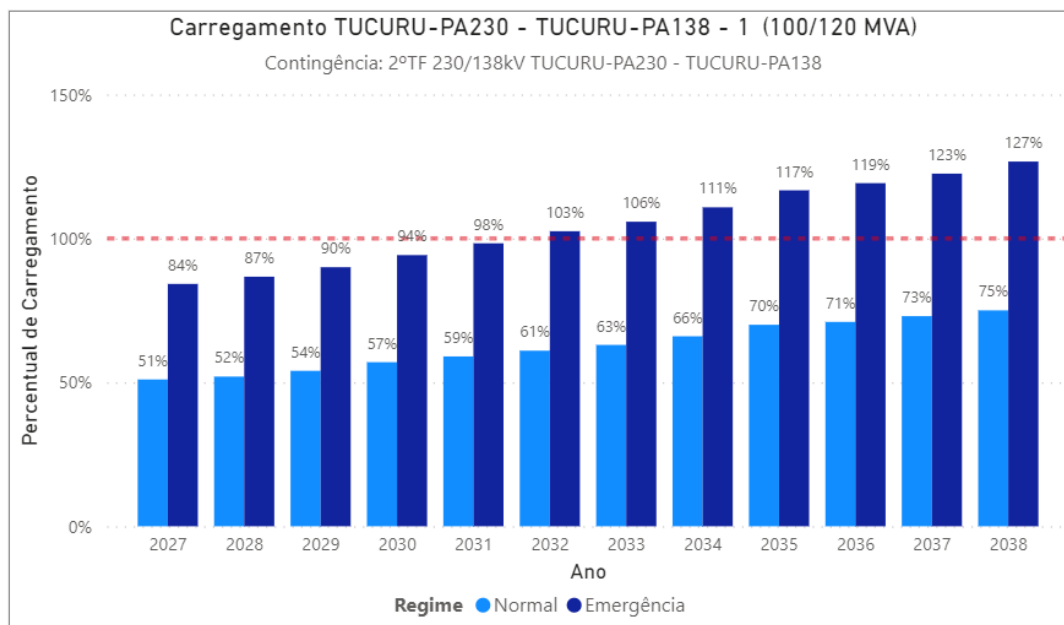


Figura 6-14 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Tucuruí na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 2 - carga pesada.

- A transformação 500/230 kV da SE Tucuruí apresenta sobrecarga a partir de 2034, no patamar de carga pesada (cenário 2), quando da contingência de um dos dois bancos de autotransformadores, como pode ser observado na Figura 6-15.

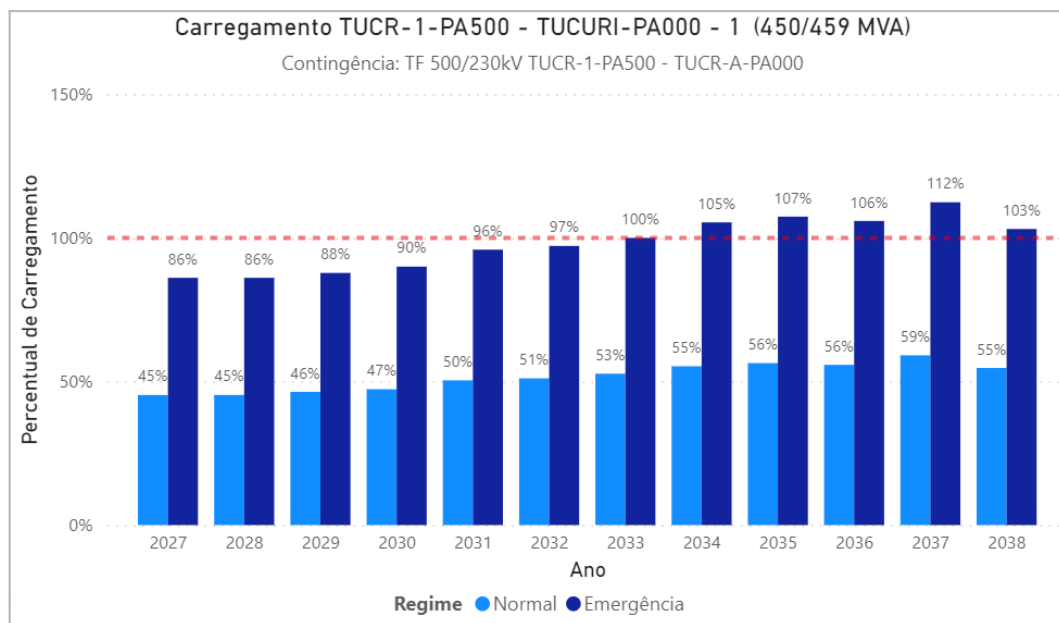


Figura 6-15 – Nível de carregamento da transformação 500/230 kV de Tucuruí na contingência de um dos bancos de autotransformadores – Cenário 2 – carga pesada.

- A partir de 2035, no patamar de carga média, (cenário 1), são registradas sobrecargas nos capacitores série do circuito remanescente da LT 500 kV Jurupari – Xingu, quando da contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão, como pode ser observado na Figura 6-16. Adicionalmente, cumpre notar que no patamar de carga pesada (cenário 1), essa sobrecarga é observada a partir de 2037, e no cenário 4, patamar de carga leve, a partir de 2038.

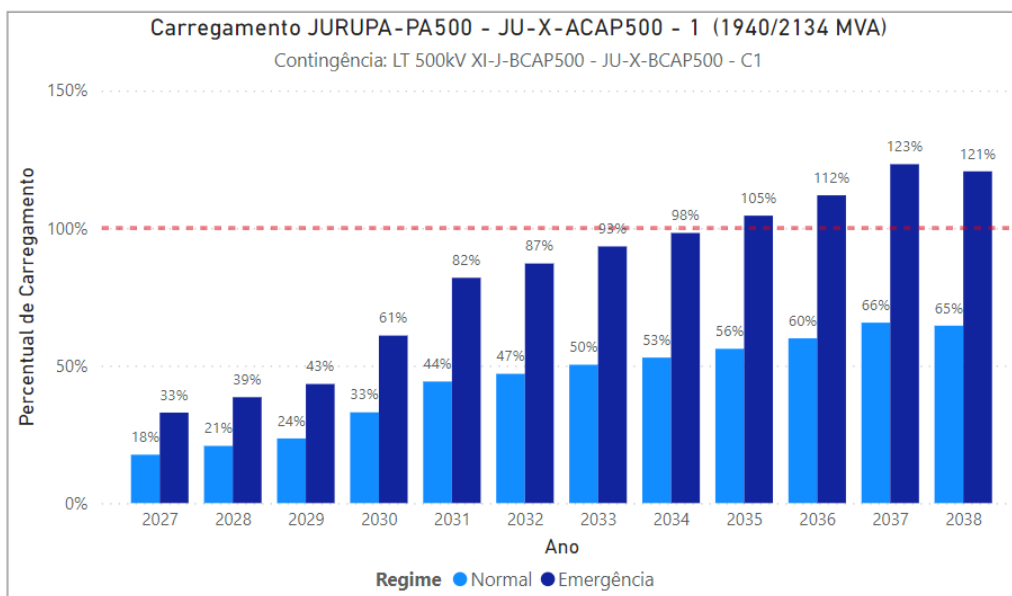


Figura 6-16 – Nível de carregamento da compensação série da LT 500 kV Jurupari - Xingu remanescente, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga média

- A transformação 230/138 kV da SE Santa Maria apresenta sobrecarga a partir de 2035, no patamar de carga pesada (cenários 1, 2, 3 e 4), quando da contingência de um dos três autotransformadores, como pode ser observado na Figura 6-17.

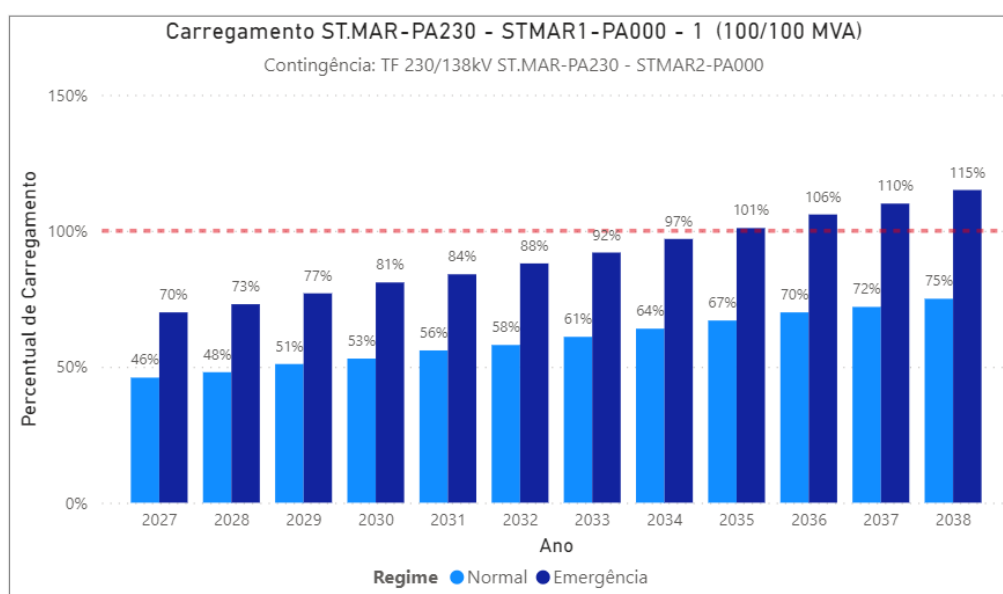


Figura 6-17 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Santa Maria na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 1 - carga pesada

- A transformação 230/69 kV da SE Vila do Conde apresenta sobrecarga em 2036 e 2037, no patamar de carga pesada (cenários 1, 2, 3 e 4), quando da contingência de um dos 2 transformadores existentes. Com a implantação do terceiro transformador 230/69 kV na SE Vila do Conde, obra essa recomendada no estudo *Suprimento às Regiões Metropolitanas*

de Belém e Nordeste do Pará, e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2038, essa sobrecarga não é mais verificada, como pode ser observado na Figura 6-18.

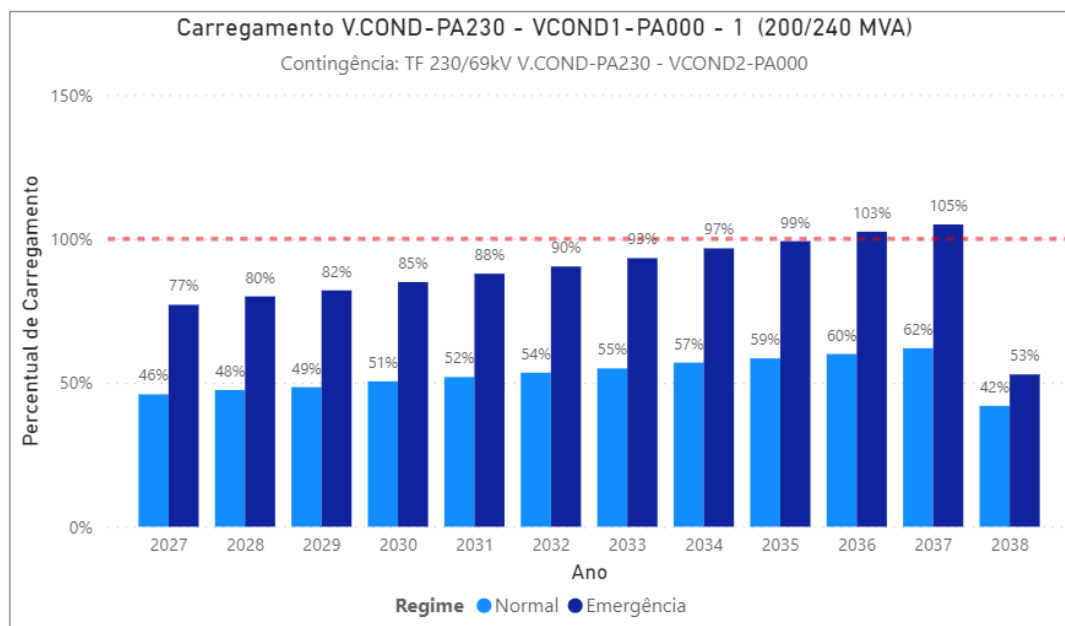


Figura 6-18 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV de Vila do Conde na contingência de um dos transformadores – Cenário 2 – carga pesada

- A transformação 230/138 kV da SE Castanhal apresenta sobrecarga a partir de 2036, no patamar de carga pesada (cenários 1, 2, 3 e 4), quando da contingência de um dos dois autotransformadores, como pode ser observado na Figura 6-19.

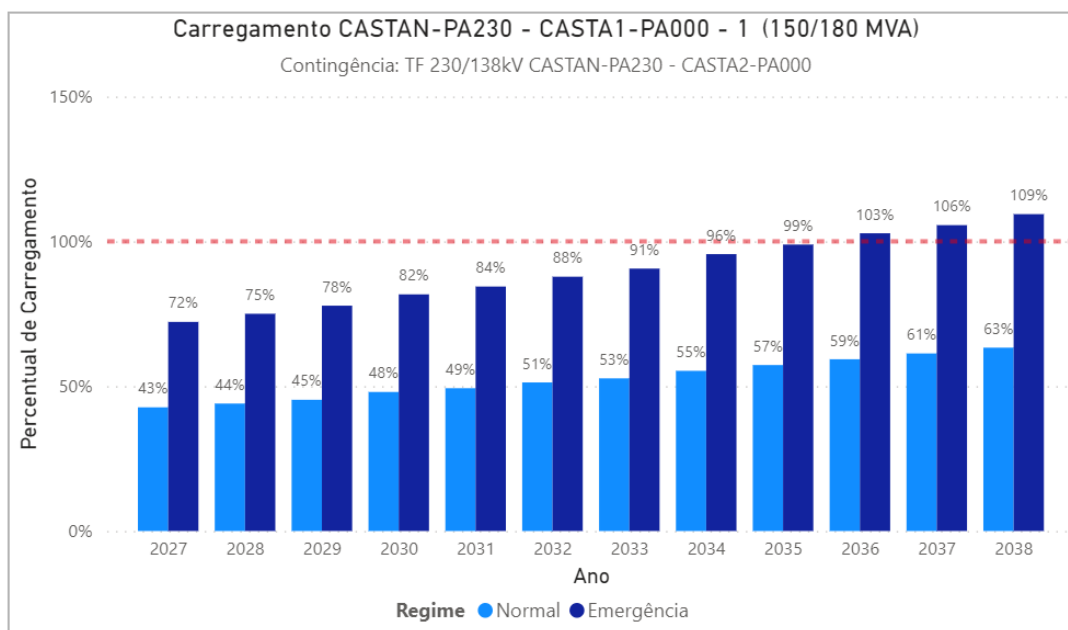


Figura 6-19 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Castanhal na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 1 - carga pesada

- A partir de 2037, no patamar de carga média, (cenário 1), são registradas sobrecargas no circuito remanescente da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari, quando da contingência de um dos circuitos dessa LT, como pode ser observado na Figura 6-20.

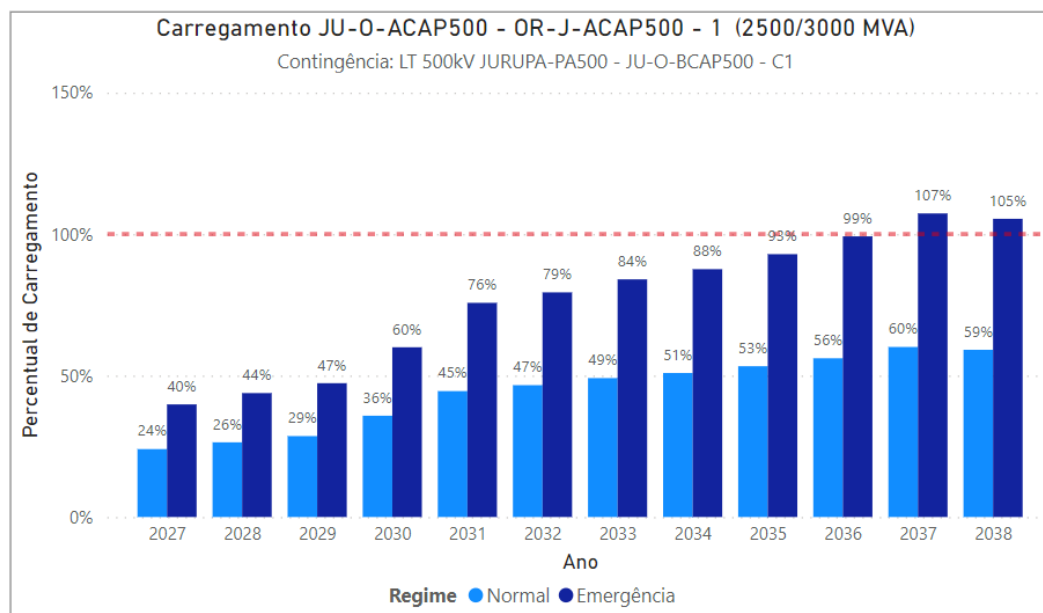


Figura 6-20 – Nível de carregamento do circuito remanescente da LT 500 kV Oriximiná – Jurupari, na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 - carga média

- A LT 230 kV Castanhal – Santa Maria C1 ou C2 apresenta sobrecarga a partir de 2037, no patamar de carga pesada (cenários 1, 2, 3 e 4), quando da contingência de um dos dois circuitos, como pode ser observado na Figura 6-21.

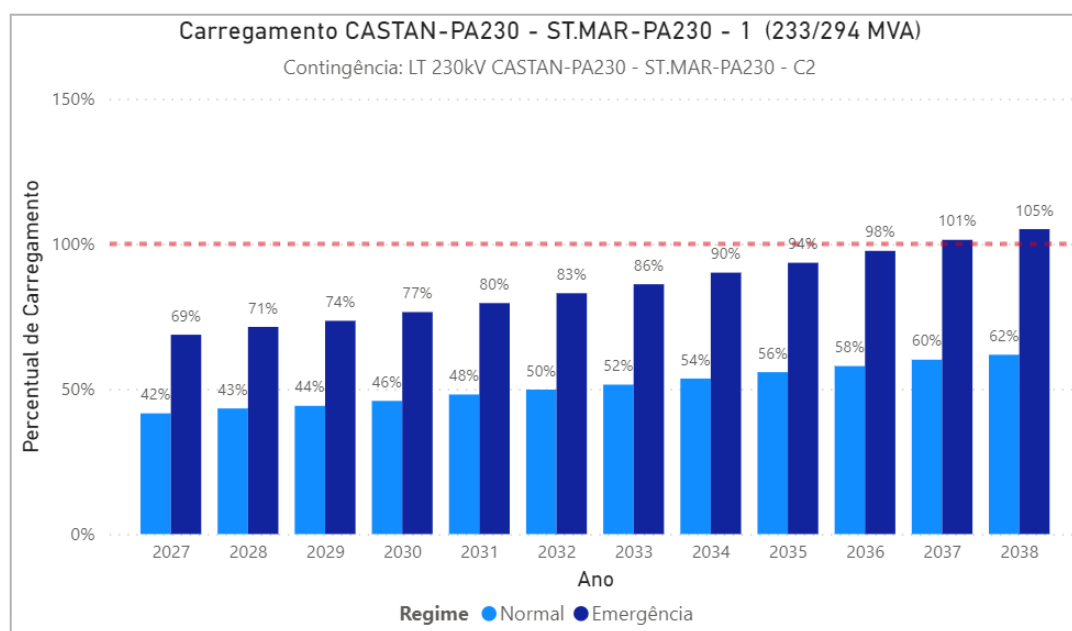


Figura 6-21 – Nível de carregamento da LT 230 kV Castanhal – Santa Maria C1 ou C2 na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga pesada

- A transformação 230/138 kV da SE Xinguará II apresenta sobrecarga a partir de 2038, no patamar de carga pesada (cenários 1, 2, 3 e 4), quando da contingência de um dos dois autotransformadores, como pode ser observado na Figura 6-22.

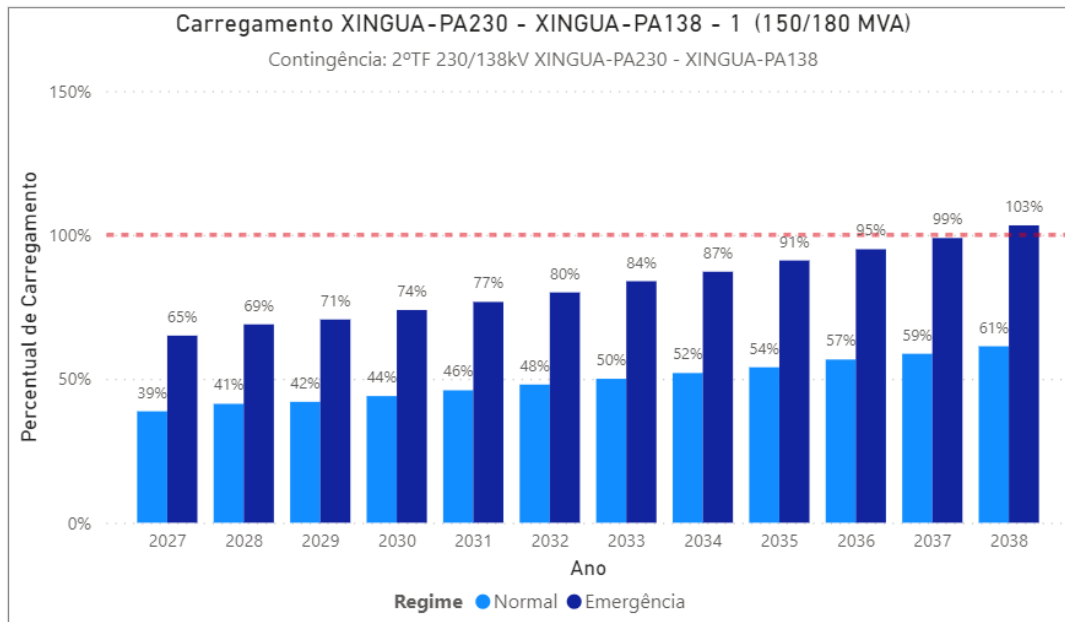


Figura 6-22 – Nível de carregamento da transformação 230/138 kV de Xinguará II na contingência de um dos autotransformadores – Cenário 1 - carga pesada

- A LT 230 kV Integradora – Xinguará II C1 ou C2 apresenta sobrecarga a partir de 2038, no patamar de carga pesada (cenário 1), quando da contingência de um dos dois circuitos, como pode ser observado na Figura 6-23. No entanto, considerando a implantação da LT 230 kV Integradora – Xinguará II C3, obra essa já recomendada pelo *Estudo de Suprimento à Santana do Araguaia*, o sistema passa a apresentar desempenho adequado até o final do horizonte.

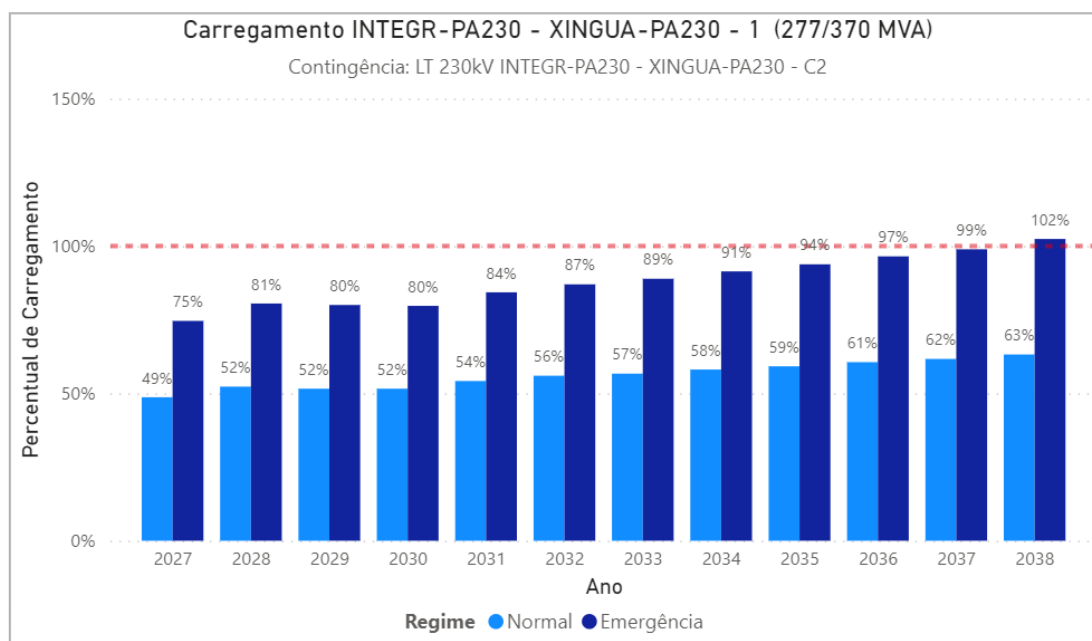


Figura 6-23 – Nível de carregamento da LT 230 kV Integradora – Xinguará C1 ou C2 na contingência de um dos circuitos dessa linha de transmissão – Cenário 1 – carga pesada

6.4.2. Violações de Tensão

- A partir de 2027 seriam verificadas subtensões quando da contingência de um dos dois circuitos da LT 230 kV Integradora – Xinguará II, como pode ser observado na Figura 6-24. No entanto, considerando a implantação da LT 230 kV Integradora – Xinguará II C3, obra essa já recomendada pelo *Estudo de Suprimento à Santana do Araguaia*, o sistema passa a apresentar desempenho adequado até o final do horizonte.

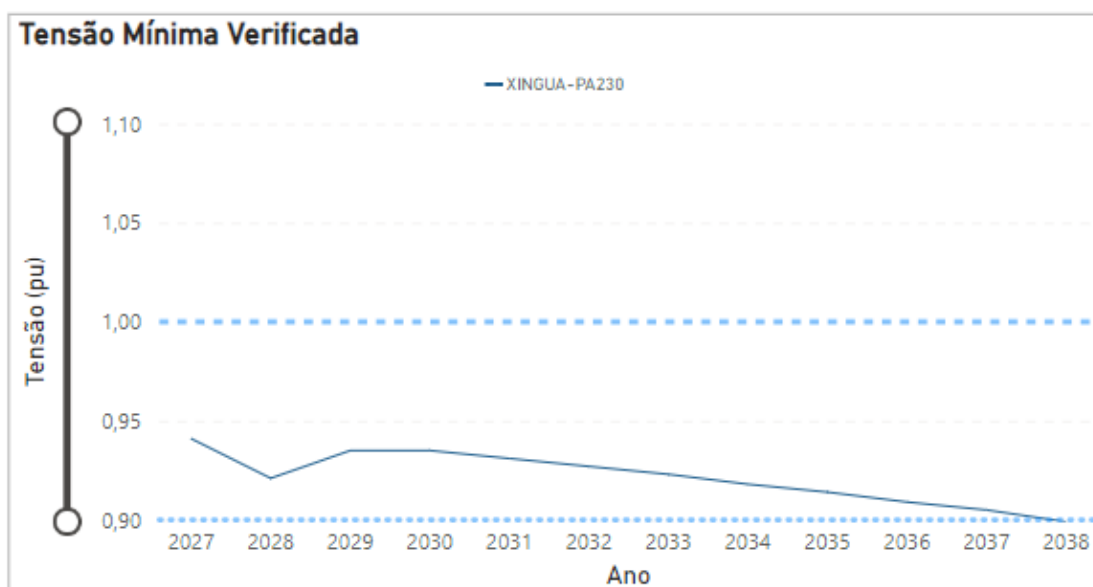


Figura 6-24 – Nível de tensão na SE Xinguará II 230 kV durante a contingência de um dos circuitos da LT 230 kV Integradora – Xinguará II – Cenário 1 - Carga Pesada

- A partir de 2031 registra-se dificuldade para controle de tensão quando da contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Jurupari – Oriximiná ou da LT 500 kV Oriximiná – Silves no patamar de carga média, (cenário 1).
- A partir de 2033 registra-se dificuldade para controle de tensão quando da contingência da LT 500 kV Tucuruí I – Vila do Conde C1 ou da LT 500 kV Tucuruí II – Marituba C1 no patamar de carga pesada, (cenários 1).
- A partir de 2034 registra-se dificuldade para controle de tensão quando da contingência de um dos 2 circuitos da LT 230 kV Vila do Conde – Tomé-Açu no patamar de carga pesada (cenários 1, 2, 3 e 4).
- A partir de 2036 registra-se dificuldade para controle de tensão quando da contingência de um dos circuitos da LT 500 kV Xingu – Jurupari no patamar de carga média, (cenário 1).

6.5. Estado de Roraima

Esse diagnóstico foi realizado considerando a entrada em operação da interligação Boa Vista – Manaus, bem como a UHE Bem Querer no ano de 2027. No entanto, foi adotado como premissa o despacho nulo para a UHE Bem Querer durante todo o horizonte analisado, por se tratar do cenário mais crítico para o desempenho do sistema. A mesma premissa foi adotada para unidades de geração térmica contratadas no Leilão para suprimento à Boa vista e localidades conectadas, com a exceção da UTE BBF Baliza, que foi considerada com despacho pleno em todos os cenários.

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado de Roraima apresentaram desempenho satisfatório em termos de controle de tensão, porém foi registrado a partir de 2028, no patamar de carga média, sobrecarga nos transformadores remanescentes da transformação 230/69 kV da SE Boa Vista, quando da contingência de um desses equipamentos, e a partir de 2030 em condição normal de operação, como apresentado na Figura 6-25. Por sua vez, no patamar de carga pesada, essa sobrecarga é observada a partir de 2032.

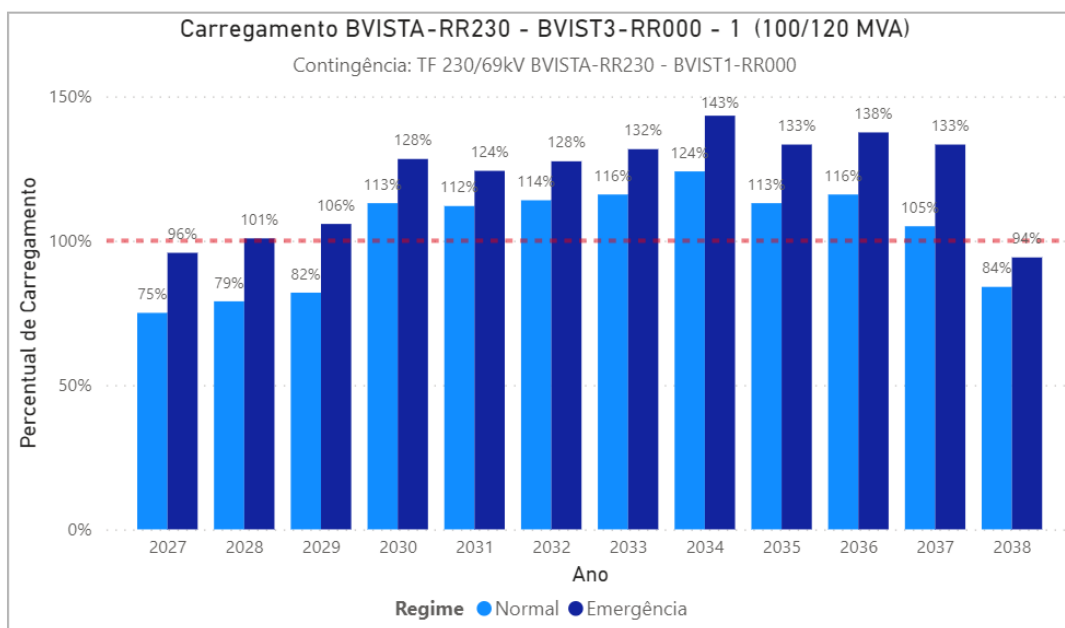


Figura 6-25 – Nível de carregamento da transformação 230/69 kV de Boa Vista na contingência de um dos transformadores – Cenário 1 - carga média

Cumprir-se notar que com a implantação do quarto transformador 230/69 kV na SE Boa Vista, obra essa já recomendada pelo planejamento e considerada referencialmente nesse diagnóstico a partir de 2038, o sistema passa a apresentar desempenho satisfatório.

Também é importante notar que a análise foi realizada a partir do ano 2027, considerando a representação da interligação Boa Vista – Manaus. Um atraso na entrada desse conjunto de obras pode levar à necessidade de se avaliar o desempenho elétrico do sistema Roraima como um sistema isolado por um período superior ao originalmente previsto.

6.6. Estado do Tocantins

As análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado do Tocantins apresentaram desempenho satisfatório em todo o horizonte analisado e, portanto, não foram identificadas quaisquer violações de carregamento ou de tensão.

7. REFERÊNCIAS

- [1] EPE, "Base de dados de fluxo de potência - PDE 2033," [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] Empresa de Pesquisa Energética, "Programa de Expansão da Transmissão (PET/PELP)," EPE, 2024. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/pet-pelp>. [Acesso em maio 2024].