



Diagnóstico Regional PDE 2034

Volume II – GET Nordeste

**Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio
Grande do Norte e Sergipe**

SETEMBRO DE 2025

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**

GOVERNO DO
BRASIL
DO LADO DO POVO BRASILEIRO

■ Colaboradores

RELATÓRIO

EPE-DEE-RE-025/2025-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

Matias Halmenschlager Hubert

Rafael de Carvalho Caetano

Renan Gonzaga Silva Dos Santos

Vinicius Ferreira Martins

Yan Ricardo Damasceno Rangel

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios



VALOR PÚBLICO

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

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

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valério

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Gustavo Cerqueira Ataíde



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

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

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

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

 Empresa de Pesquisa Energética	Contrato Data de assinatura	
Projeto Plano Decenal 2034		
Área de estudo Diagnóstico Regional da Rede de Transmissão		
Sub-área de estudo GET Nordeste		
Produto (Nota Técnica ou Relatório) EPE-DEE-RE-025-2024-rev0 Diagnóstico Regional PDE 2034 – Volume II – GET Nordeste Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte e Sergipe		
Revisões rev0	Data 08/09/2025	Descrição sucinta Emissão Original

SUMÁRIO

SUMÁRIO	5
1 INTRODUÇÃO	10
2 CONCLUSÕES	11
2.1 Alagoas	11
2.2 Bahia.....	11
2.3 Ceará	11
2.4 Paraíba	11
2.5 Pernambuco	12
2.6 Piauí.....	12
2.7 Rio Grande do Norte	12
2.8 Sergipe.....	12
3 RECOMENDAÇÕES.....	13
3.1 Alagoas	13
3.2 Bahia.....	13
3.3 Ceará	14
3.4 Paraíba	14
3.5 Pernambuco	14
3.6 Piauí.....	14
3.7 Rio Grande do Norte	15
3.8 Sergipe.....	15
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	16
4.1 Evolução da Expansão do Mercado	18
4.1.1 Alagoas	20
4.1.2 Bahia	21
4.1.3 Ceará.....	22
4.1.4 Paraíba.....	23
4.1.5 Pernambuco	24
4.1.6 Piauí.....	25
4.1.7 Rio Grande do Norte	26
4.1.8 Sergipe.....	27
4.1.9 Nordeste.....	28
4.2 Evolução da Expansão da Geração	29
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão	30
5 CENÁRIOS ANALISADOS	35
6 DIAGNÓSTICO DA REDE.....	37
6.1 Estado de Alagoas	37
6.1.1 Violações de Carregamento	37
6.1.2 Violações de Tensão	39
6.2 Estado da Bahia.....	41
6.2.1 Violações de Carregamento	43
6.2.2 Violações de Tensão	49
6.3 Estado do Ceará	49
6.3.1 Violações de Carregamento	50
6.4 Estado da Paraíba.....	54
6.4.1 Violações de Carregamento	54
6.4.2 Violações de Tensão	56
6.5 Estado de Pernambuco	56
6.5.1 Violações de Carregamento	56
6.6 Estado do Piauí.....	60
6.6.1 Violações de Carregamento	60
6.7 Estado do Rio Grande do Norte	61

6.7.1	Violações de Carregamento	61
6.8	Estado de Sergipe.....	63
7	ANÁLISE COMPLEMENTAR – AVALIAÇÃO DE FLUXO REVERSO NAS TRANSFORMAÇÕES DE FRONTEIRA DA REDE BÁSICA.....	64
7.1	Violações de Carregamento	65
7.1.1	Rio Grande do Norte – SE Açú II – 230/138 kV.....	65
7.1.2	Rio Grande do Norte – SE Lagoa Nova II – 230/69 kV	65
7.1.3	Bahia – SE Barreiras – 230/69 kV	66
7.1.4	Bahia – SE Igaporã II – 230/69 kV	67
7.2	Análise horária do carregamento das fronteiras	67
7.2.1	Bahia – SE Barreiras – 230/69 kV	68
7.2.2	Rio Grande do Norte – SE Lagoa Nova II – 230/69 kV	69
8	REFERÊNCIAS	71

■ Lista de Figuras

Figura 4-1 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Norte	16
Figura 4-2 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Leste	17
Figura 4-3 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Sul	17
Figura 4-4 - Previsão para o mercado da Equatorial Alagoas.	20
Figura 4-5 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Equatorial Alagoas.	20
Figura 4-6 - Previsão para o mercado da Neoenergia Coelba.	21
Figura 4-7 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Neoenergia Coelba.	21
Figura 4-8 - Previsão para o mercado da Enel Ceará.	22
Figura 4-9 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Enel Ceará.	22
Figura 4-10 - Previsão para o mercado da Energisa Paraíba.	23
Figura 4-11 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Energisa Paraíba.	23
Figura 4-12 - Previsão para o mercado da Neoenergia Pernambuco.	24
Figura 4-13 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Neoenergia Pernambuco.	24
Figura 4-14 - Previsão para o mercado da Equatorial Piauí.	25
Figura 4-15 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Equatorial Piauí.	25
Figura 4-16 - Previsão para o mercado da Neoenergia Cosern.	26
Figura 4-17 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Neoenergia Cosern.	26
Figura 4-18 – Previsão para o mercado de Sergipe (Energisa e Sulgipe).	27
Figura 4-19 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de Sergipe (Energisa e Sulgipe).	27
Figura 4-20 - Previsão para o mercado do Nordeste (apenas distribuidoras).	28
Figura 4-21 – Comparação PD33 vs PD34 da previsão de geração nos estados da região Nordeste.	30
Figura 4-22 – Sistema de Transmissão do Estado de Alagoas.	30
Figura 4-23 – Sistema de Transmissão do Estado da Bahia.	31
Figura 4-24 – Sistema de Transmissão do Estado da Paraíba.	31
Figura 4-25 – Sistema de Transmissão do Estado do Ceará.	32
Figura 4-26 – Sistema de Transmissão do Estado de Pernambuco.	32
Figura 4-27 – Sistema de Transmissão do Estado do Piauí.	33
Figura 4-28 – Sistema de Transmissão do Estado do Rio Grande do Norte.	33
Figura 4-29 – Sistema de Transmissão do Estado de Sergipe.	34
Figura 6-1 – Carga Máxima Noturna – SE Rio Largo II 230/69 kV T1/T2/T3	38
Figura 6-2 – Carga Máxima Noturna – SE Maceió II 230/69 kV T1/T2	38
Figura 6-3 – Carga Máxima Diurna – Barra 230 kV Arapiraca III	40
Figura 6-4 – Carga Máxima Diurna – Barra 230 kV Penedo	40
Figura 6-5 – Cenário 3 – SE Cícero Dantas TR1 230/69 kV	43
Figura 6-6 – Cenário 1 – SE Cotegipe TR3 230/69 kV	43
Figura 6-7 – Cenário 2 – SE Camaçari II – TR1 230/69 kV.	44
Figura 6-8 – Cenário 1 – LT Camaçari-Matatu 230 kV	44
Figura 6-9 – Cenário 3 – SE Pirajá – TR1 230/69 kV.	45
Figura 6-10 – Cenário 2 – SE Juazeiro III – ATR2 500/230 kV	45
Figura 6-11 – Cenário 2 – SE Sobradinho – ATR2 500/230 kV.	46
Figura 6-12 – Cenário 2 – LTs 230 kV Sobradinho-Juazeiro da Bahia C1 e C2.	46
Figura 6-13 – Cenário 2 – LT 230 kV Juazeiro da Bahia II-Juazeiro da Bahia III.	47
Figura 6-14 – Cenário 2 – SE Feira de Santana III – TR1 230/69 kV.	47
Figura 6-15 – Cenário 3 – SE Governador Mangabeira TR1 230/69 kV.	48
Figura 6-16 – Cenário 3 – SE Funil – TR1 230/138 kV.	48
Figura 6-17 – Cenário 3 – SE Poções II – TR1 230/138 kV	49
Figura 6-18 – Cenário 3 – Tensões baixas na SE Feira de Santana III em contingência simples.	49
Figura 6-19 – Carga Máxima Noturna – SE Cauípe 230/69 kV T1/T2/T3	51
Figura 6-20 – Carga Máxima Noturna – SE Sobral II 230/69 kV T1/T2/T3/T4	51
Figura 6-21 – Carga Máxima Diurna – SE Pacatuba 230/69 kV T1/T2	52
Figura 6-22 – Carga Máxima Diurna – SE Maracanaú II 230/69 kV T1/T2/T3	52
Figura 6-23 – Carga Máxima Noturna – SE Icó 230/69 kV T1/T2/T3	53
Figura 6-24 – Carga Máxima Noturna – SE Pici II 230/69 kV T1/T2/T3/T4/T5	53
Figura 6-25 – Carga Máxima Noturna e Máxima Diurna – LTs 230 kV Milagres – Coremas II C1/C2	55
Figura 6-26 – Carga Máxima Noturna – SE Coremas II 230/69 kV T1/T2/T3/T4	55

Figura 6-27 – Carga Máxima Noturna – SE Mirueira 230/69 kV T1/T2/T3/T4.....	58
Figura 6-28 – Carga Máxima Noturna – SE Tacaimbó 230/69 kV T1/T2/T3/T4.....	59
Figura 6-29 – Carga Máxima Noturna – SE Ribeirão 230/69 kV T1/T2/T3/T4	60
Figura 6-30 – Cenário 2 – Carga Máxima Diurna – LT 500 kV Sol de Itauera – Boa Esperança C1.....	61
Figura 6-31 – Cenário 2 – Carga Máxima Diurna – LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2	62
Figura 6-32 – Cenário 2 – Carga Máxima Diurna – LT 230 kV Açú III – Mossoró II C1/C2.....	63
Figura 7-1 – Carregamento da Transformação 230/138 kV da SE Açú II na contingência do transformador em paralelo no patamar de carga mínima de final de semana durante o pico da geração solar.....	65
Figura 7-2 – Carregamento da Transformação 230/69 kV da SE Lagoa Nova II na contingência do transformador em paralelo no patamar de carga mínima de final de semana durante o pico da geração eólica.	66
Figura 7-3 – Carregamento da Transformação 230/69 kV da SE Barreiras na contingência do transformador em paralelo no patamar de carga mínima de final de semana durante o pico da geração solar.....	66
Figura 7-4 – Carregamento da Transformação 230/69 kV da SE Igaporã na contingência do transformador em paralelo no patamar de carga Mínima de final de semana durante o pico da geração solar	67
Figura 7-5 – Curvas Típicas de carga bruta e geração fotovoltaica utilizadas.	68
Figura 7-6 – Efeito da MMGD e da geração fotovoltaica centralizada na transformação 230/69 kV da SE Barreiras durante contingência em um dia típico de final de semana.	69
Figura 7-7 – Efeito da MMGD e da geração eólica centralizada na transformação 230/69 kV da SE Lagoa Nova II durante contingência em um dia típico de final de semana.	70

■ Lista de Tabelas

Tabela 4-1 – Geração considerada para o ano 2028 nos estados da Região Nordeste.....	29
Tabela 4-2 – Geração considerada para o ano 2039 nos estados da Região Nordeste.....	29
Tabela 5-1 – Percentuais de geração eólica e solar na região Nordeste	35
Tabela 6-1 – Comparação Estudo EPE-DEE-RE-070/2024 x PDE 2035 – Carga Pesada	57

1 INTRODUÇÃO

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

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

O presente ciclo de diagnóstico utiliza como ponto de partida a base de dados elétricos do SIN [1], disponibilizada pela EPE no âmbito do Plano Decenal de Energia - PDE 2034. O horizonte de diagnóstico se inicia no ano de 2028 – prazo mínimo para efetiva entrada em operação de reforços estruturais – e vai até o ano de 2039, permitindo uma visão de futuro cinco anos à frente do horizonte decenal.

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

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

2 CONCLUSÕES

Após as simulações e atualizações de cenários para a carga e geração foi possível traçar um diagnóstico de longo prazo para as unidades federativas da Região Nordeste, no qual avaliou-se as condições de atendimento da rede existente e do sistema planejado. O diagnóstico identificou algumas restrições de carregamento e de tensão, que serão tratadas ao longo da programação de atividades do GET. Maiores detalhes sobre as violações encontradas podem ser verificadas no capítulo 6.

2.1 Alagoas

Foram encontrados problemas de atendimento às cargas polarizadas pelas Subestações Rio Largo II, Maceió II, Arapiraca III e Penedo. A solução estrutural para esses problemas está sendo avaliada no estudo “Solução para o problema de tensão na região de Arapiraca e Penedo”, com participação da transmissora Eletrobras e da distribuidora Equatorial Alagoas, e previsão de término em setembro de 2025.

2.2 Bahia

Foram identificadas violações em diversas instalações do sistema elétrico da Bahia, com destaque para a região metropolitana de Salvador, incluindo as Subestações Camaçari II, Cotegipe e Pirajá, Além da LT 230 kV Camaçari II – Matatu. Também há destaque para região norte do estado, que apresenta problemas de carregamento no escoamento de geração, incluindo as Subestações de Juazeiro da Bahia III e Sobradinho, além das LTs 230 kV Sobradinho – Juazeiro III e 230 kV Juazeiro da Bahia II - Juazeiro da Bahia III. Também verificaram-se violações nas subestações Cícero Dantas, Governador Mangabeira, Funil, Poções II e Feira de Santana III, esta última com subtensão. A subestação Teixeira de Freitas II também apresenta violação de carregamento, embora já conte com a autorização para instalação do terceiro transformador, já incluído nas simulações (código SIGET T2024-192).

Parte dessas violações está sendo tratada no estudo “Avaliação do controle de tensão e condições de atendimento à região de Salvador” e outras serão analisadas no estudo “Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia”, coordenados pela EPE com apoio de agentes do setor elétrico. Adicionalmente, estudos já concluídos — “Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Centro-Sul da Bahia – Parte I” e “Parte II” — preveem a entrada de novos ativos ao longo do horizonte do Plano Decenal, contribuindo para a mitigação das violações identificadas e o fortalecimento da rede elétrica.

2.3 Ceará

Foram encontrados problemas de carregamento nas transformações de fronteira das Subestações Cauípe, Sobral II, Pacatuba, Maracanaú II, Icó e Pici II.

2.4 Paraíba

Foram encontrados problemas de atendimento às cargas polarizadas pela Subestação Coremas II. A solução estrutural para esse problema está sendo avaliada no estudo “Estudo de Atendimento aos

sertões de Pernambuco e da Paraíba”, coordenados pela EPE com apoio da transmissora Eletrobras e da distribuidora Energisa Paraíba, e previsão de término em setembro de 2025.

2.5 Pernambuco

Foram encontrados problemas de carregamento nas transformações de fronteira das Subestações Mirueira, Tacaimbó e Ribeirão. No primeiro caso, está sendo averiguada a projeção de carga junto à distribuidora, já que foi emitido recentemente o estudo [4] , com participação da distribuidora no qual os problemas nessa região foram solucionados.

2.6 Piauí

Foram observados carregamentos elevados e sobrecarga na Linha de Transmissão 500 kV Sol de Itaueira – Boa Esperança C1, considerando a entrada em operação do Complexo Fotovoltaico Sol de Itaueira.

2.7 Rio Grande do Norte

Foram observados carregamentos elevados e sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 e Açú III – Mossoró II C1 e C2.

2.8 Sergipe

No estado de Sergipe, não foram identificadas violações de carregamento ou de tensão ao longo do horizonte de estudo.

3 RECOMENDAÇÕES

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

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

3.1 Alagoas

Para o Estado de Alagoas tem-se a seguinte recomendação:

- Finalizar o estudo “Solução para o problema de tensão na região de Arapiraca e Penedo” que encontra-se em andamento e traz as soluções para os problemas de sobrecargas nas transformações 230/69 kV das SEs Rio Largo II e Maceió II e subtenção nas SEs Arapiraca III e Penedo.

3.2 Bahia

Para o estado da Bahia, tem-se as seguintes recomendações:

- Finalizar o estudo “Avaliação do controle de tensão e condições de atendimento à região de Salvador”, com foco na resolução das violações identificadas e no atendimento à carga nas áreas de Camaçari, Cotegipe, Matatu e Pirajá. (Estudo em andamento)
- Iniciar o estudo “Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia”, com o objetivo de reforçar a confiabilidade da rede elétrica e assegurar o atendimento à demanda crescente, conforme projeções de carga apresentadas pela Neoenergia Coelba. Essas projeções indicam um acelerado crescimento de cargas agroindustriais na região, especialmente nas áreas atendidas pelas subestações Rio Grande II, Barreiras e Rio Formoso;
- Para as violações da capacidade de transformação de fronteira observadas nas subestações Feira de Santana II e Cícero Dantas, recomenda-se a verificação da projeção de carga por parte da Neoenergia Coelba nesse ponto de conexão, visto que não estão condizentes com os MUST contratados;
- Acompanhar a evolução da carga nas subestações Cícero Dantas, Poções II e Funil nos próximos ciclos do PDE, visando verificar a necessidade de eventuais soluções estruturais para as violações identificadas nos próximos ciclos de planejamento.

3.3 Ceará

Para o Estado do Ceará tem-se as seguintes recomendações:

- Para as sobrecargas identificadas nas transformações 230/69 kV das SEs Cauípe, Sobral II e Pacatuba recomenda-se a revisão da projeção de carga por parte da distribuidora nesses pontos de conexão, visto que não estão compatíveis com o MUST contratado.
- Para as sobrecargas identificadas nas transformações 230/69 kV das SEs Maracanaú II, Icó e Picí II recomenda-se acompanhar a evolução dos carregamentos nos próximos ciclos do PDE.

3.4 Paraíba

Para o Estado da Paraíba tem-se a seguinte recomendação:

- Finalizar o estudo “Estudo de Atendimento aos sertões de Pernambuco e da Paraíba” que encontra-se em andamento e traz as soluções para os problemas de sobrecarga nas LTs 230 kV Milagres – Coremas II C1 e C2, sobrecarga na transformação 230/69 kV e subtensão na SE Coremas II.

3.5 Pernambuco

Para o Estado de Pernambuco tem-se a seguinte recomendação:

- Para a sobrecarga identificada nos transformadores 230/69 kV da subestação Mirueira recomenda-se a verificação da projeção de carga por parte da distribuidora, de modo a esclarecer as diferenças em relação aos dados considerados no estudo EPE-DEE-RE-070/2024 “Estudo de Atendimento à Região de Mirueira, no estado de Pernambuco” emitido em 2024. Em se confirmando os dados enviados para início do ciclo do PDE 2035, avaliar eventualmente antecipar a implantação do 3º transformador.
- Para a sobrecarga identificada na transformação 230/69 kV da SE Tacaimbó, devido às divergências entre as análises da EPE e do ONS, recomenda-se à distribuidora a compatibilização da topologia de rede e dos dados de mercado utilizados, a fim de se estabelecer a real necessidade novas soluções.
- Para a sobrecarga identificada na transformação 230/69 kV da SE Ribeirão recomenda-se o acompanhamento da evolução do carregamento no próximo ciclo do PDE, para, se necessário, haja a atuação da EPE na definição de solução estrutural.

3.6 Piauí

Para o Estado do Piauí tem-se a seguinte recomendação:

- Finalizar o “Estudo prospectivo para inserção de cargas de hidrogênio na região Nordeste” que encontra-se em andamento e trará a solução para o problema de sobrecarga na LT 500 kV Sol de Itaueira – Boa Esperança C1.

3.7 Rio Grande do Norte

Para o Estado do Rio Grande do Norte tem-se a seguinte recomendação:

- Finalizar o “Estudo prospectivo para inserção de cargas de hidrogênio na região Nordeste” que encontra-se em andamento e trará a solução para os problemas de sobrecarga na LT 230 Açu III – Mossoró II C1 e C2 e carregamento elevado na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2.

3.8 Sergipe

Não há recomendação de estudos pois não há violações identificadas.

4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE

O sistema elétrico da Região Nordeste é formado por uma extensa malha de transmissão de Rede Básica com tensões de 500 kV e 230 kV. 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, a Região Nordeste foi dividida em três áreas de interesse. A Área Norte é composta pelos estados do Ceará e Piauí, a Área Leste pelos estados de Alagoas, Paraíba, Pernambuco e Rio Grande do Norte e a Área Sul pelos estados da Bahia e Sergipe. A Figura 4-1, a Figura 4-2 e a Figura 4-3 ilustram, respectivamente essas regiões, sendo destacadas as obras estruturais que foram recentemente recomendadas pela EPE.

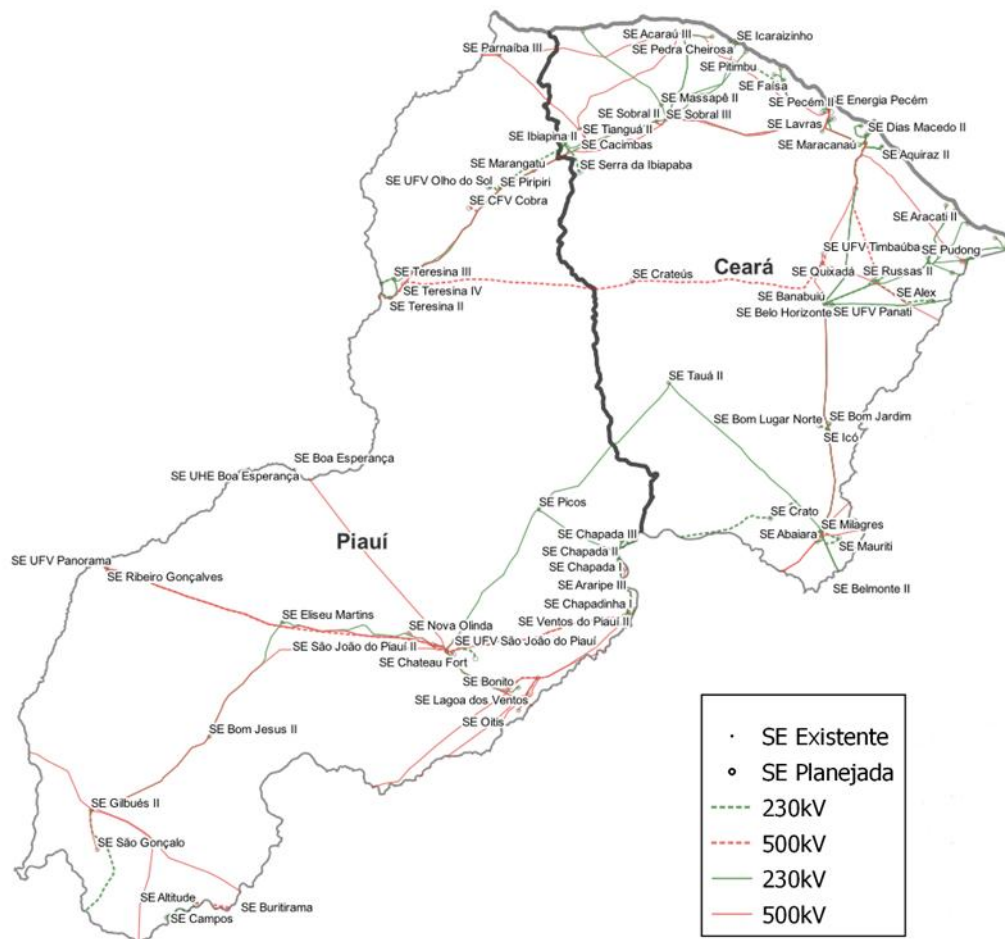


Figura 4-1 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Norte



Figura 4-2 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Leste

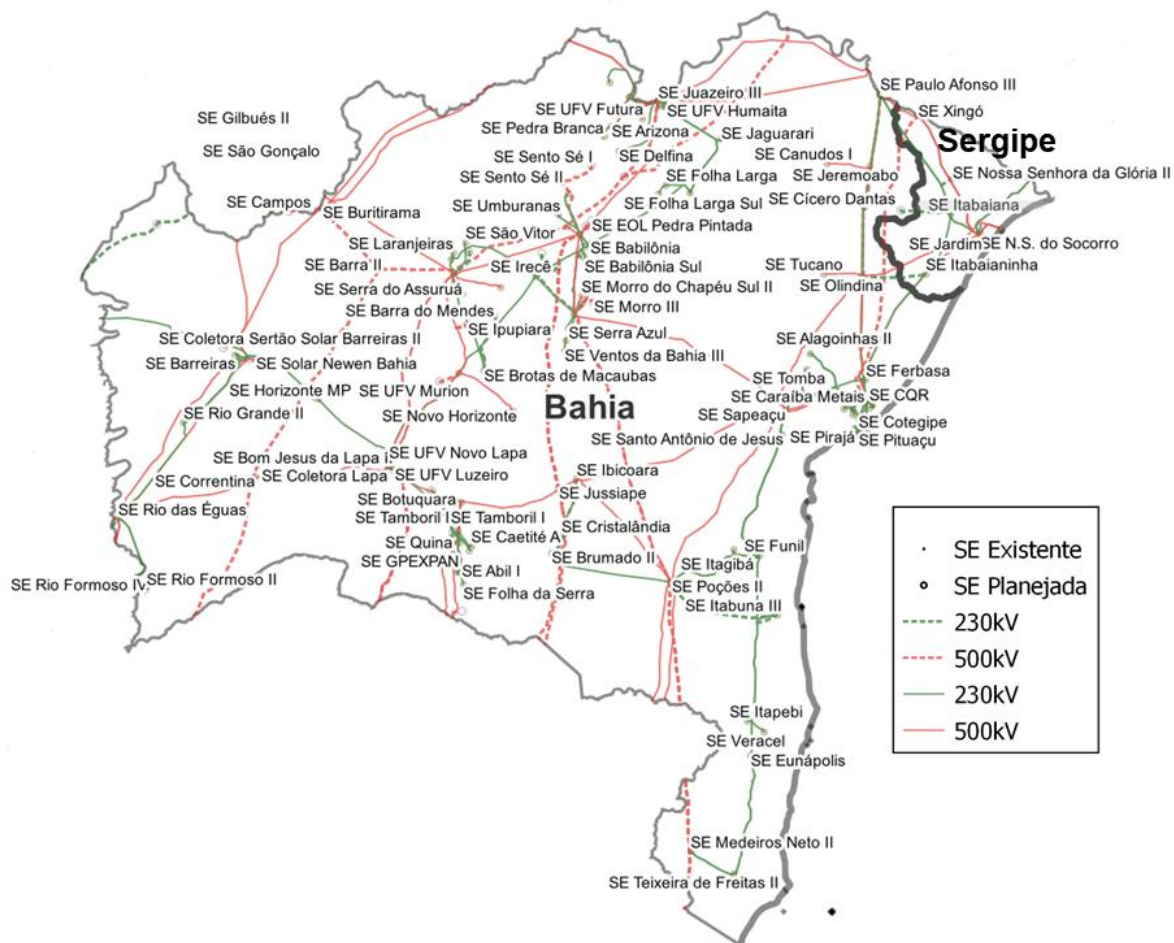


Figura 4-3 – Sistema Elétrico da Região Nordeste – Área Sul

4.1 Evolução da Expansão do Mercado

Da Figura 4-4 à Figura 4-19 são apresentados os dados de crescimento anual de carga e de MMGD, por patamar, encaminhados pelas distribuidoras atuantes nos estados da Região Nordeste e que constam dos casos base de trabalho do Plano Decenal 2034. Os dados mostrados nos gráficos contemplam apenas as cargas informadas pelas distribuidoras locais, não sendo contabilizados os consumidores conectados diretamente à Rede Básica. Os casos de trabalho utilizados para esse diagnóstico, porém, contemplam todos os consumidores que possuem CUST assinado com o ONS com vigência no horizonte decenal. É importante destacar que esses casos base também possuem previsões de crescimento do mercado para os cinco anos subsequentes ao horizonte de análise do Plano Decenal de Energia.

Os maiores centros de consumo da Região Nordeste estão localizados nas proximidades das regiões metropolitanas de Fortaleza, de Recife e de Salvador.

Com base nas informações contidas nas informações a seguir, pode-se concluir que o patamar de carga máxima noturna passou a ser o mais elevado para o sistema de transmissão da Região Nordeste, superando o patamar de carga máxima diurna que devido ao impacto da expansão da MMGD que ocasiona uma redução da carga líquida no período diurno.

A seguir, um resumo por estado:

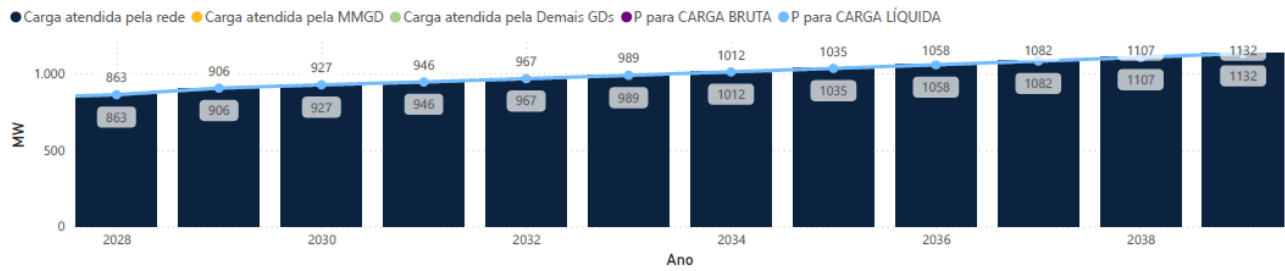
- Para o estado de Alagoas, a carga no patamar de máxima noturna varia de 863 MW em 2028 para 1.132 MW em 2039, representando um aumento de aproximadamente 31%. A MMGD varia de 495 MW para 746 MW no mesmo período, o que corresponde a um aumento de 51%.
- Para o estado da Bahia, a carga no patamar de máxima noturna varia de 3,4 GW em 2028 para 4,4 GW em 2039, representando um aumento de aproximadamente 29%. A MMGD varia de 2,2 GW para 4,3 GW, o que corresponde a um aumento de 95%.
- Para o estado do Ceará, a carga no patamar de máxima noturna varia de 2,8 GW em 2028 para 4,2 GW em 2039, representando um aumento de aproximadamente 50%. A MMGD varia de 1,5 GW para 2,4 GW, o que corresponde a um aumento de 60%.
- Para o estado da Paraíba, a carga no patamar de máxima noturna varia de 1.141 MW em 2028 para 1.592 MW em 2039, representando um aumento de aproximadamente 40%. A MMGD varia de 500 MW para 588 MW no mesmo período, o que corresponde a um aumento de 18%.
- Para o estado de Pernambuco, a carga no patamar de máxima noturna varia de 2,7 GW em 2028 para 3,4 GW em 2039, representando um aumento de aproximadamente 26%. A

MMGD varia de 1,5 GW para 2,7 GW, o que corresponde a um aumento de 80%. Dentro do horizonte de estudo, observa-se que a MMGD projetada supera a carga do patamar de mínima diurna.

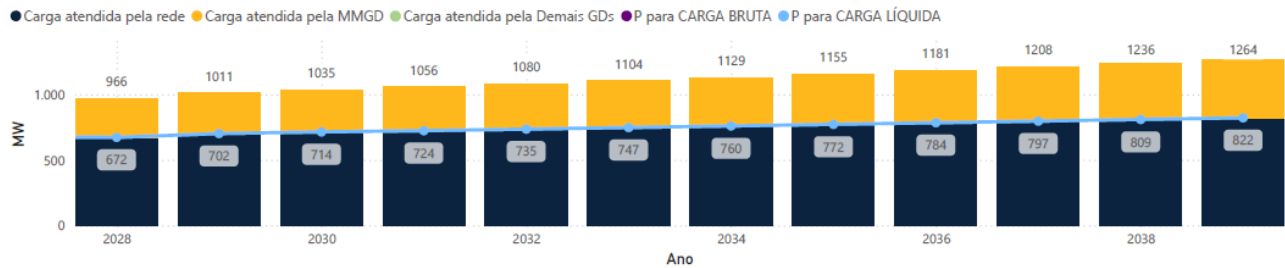
- Para o estado do Piauí, a carga no patamar de máxima noturna varia de 853 MW em 2028 para 1.154 MW em 2039, representando um aumento de aproximadamente 35%. A MMGD varia de 802 MW para 1.059 MW, o que corresponde a um aumento de 32%. Dentro do horizonte de estudo, a MMGD projetada ultrapassa a carga do patamar de mínima diurna.
- Para o estado do Rio Grande do Norte, a carga no patamar de máxima noturna varia de 1.101 MW em 2028 para 1.425 MW em 2039, representando um aumento de aproximadamente 29%. A MMGD varia de 716 MW para 1.276 MW, o que corresponde a um aumento de 78%. Dentro do horizonte de estudo, a MMGD projetada é superior à carga do patamar de mínima diurna.
- Para o estado de Sergipe, a carga no patamar de máxima noturna varia de 640 MW em 2028 para 777 MW em 2039, representando um aumento de aproximadamente 21%. A MMGD varia de 262 MW para 449 MW, o que corresponde a um aumento de 71%.

4.1.1 Alagoas

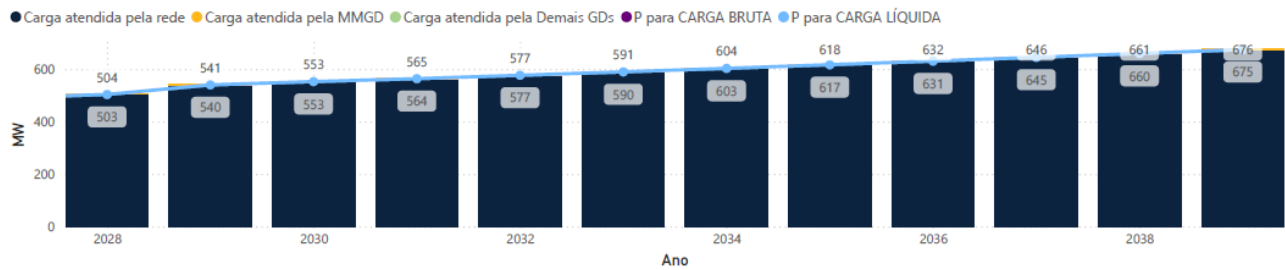
Patamar Máxima Noturna



Patamar Máxima Diurna



Patamar Mínima Noturna



Patamar Mínima Diurna

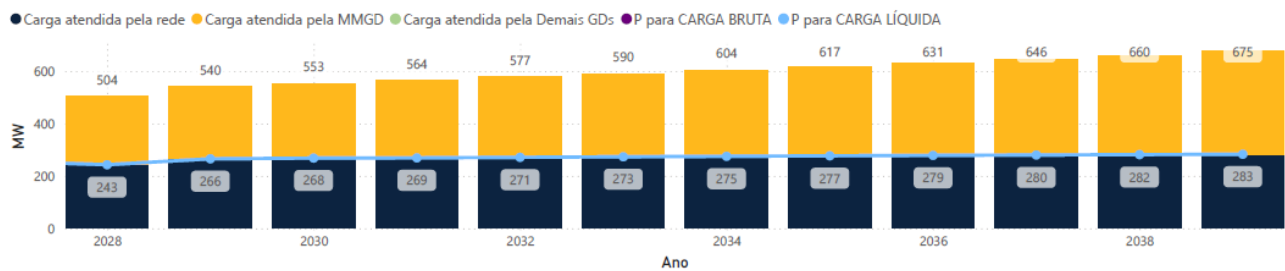
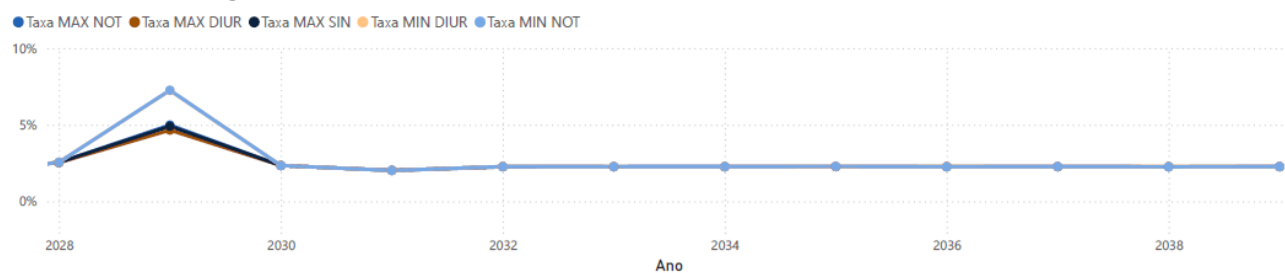


Figura 4-4 - Previsão para o mercado da Equatorial Alagoas.

Taxas de crescimento (Carga Bruta)



Potência instalada MMDG-FV

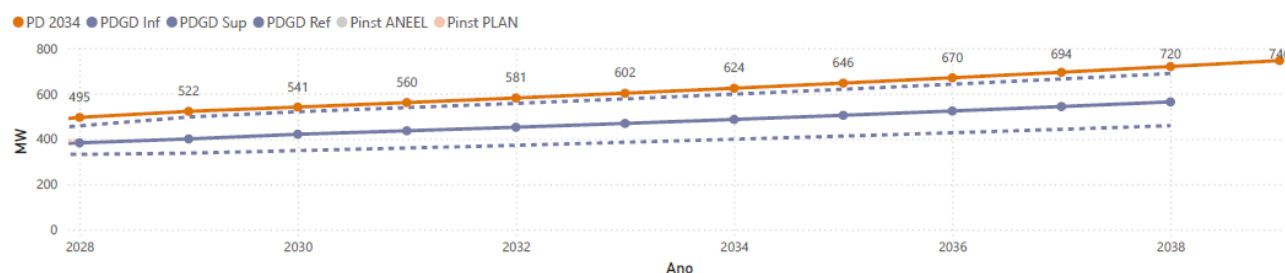
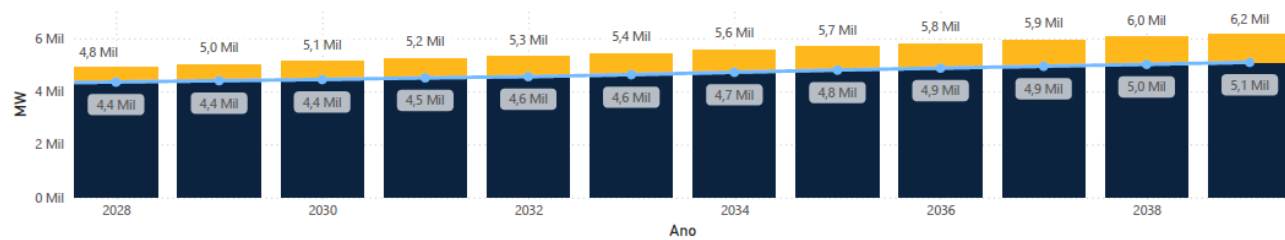


Figura 4-5 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMDG para a área de concessão da Equatorial Alagoas.

4.1.2 Bahia

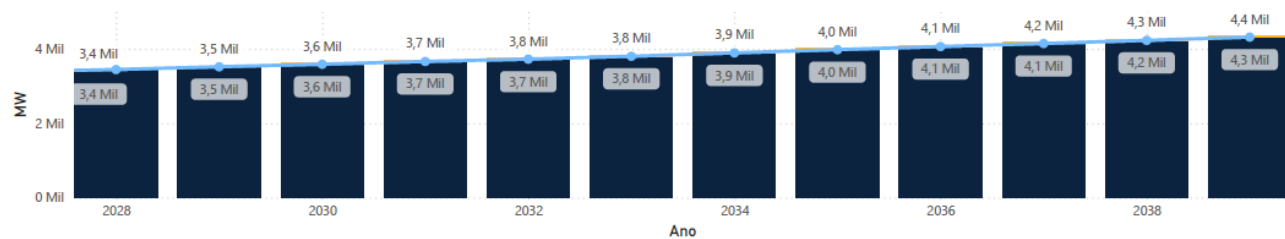
Patamar Máxima Diurna

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



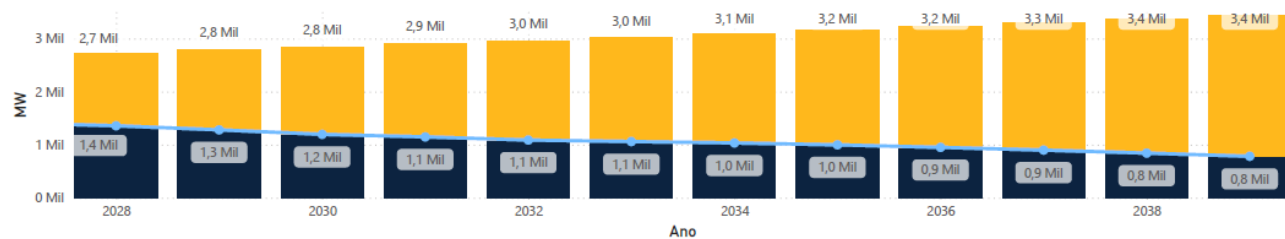
Patamar Mínima Noturna

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



Patamar Mínima Diurna

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



Patamar Máxima Coincidente Brasil

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

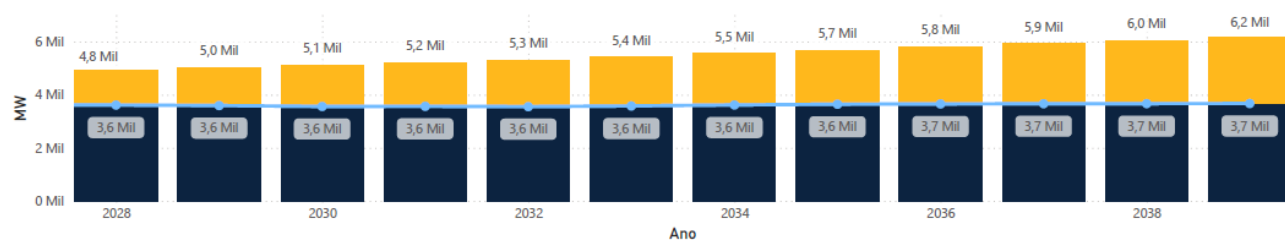
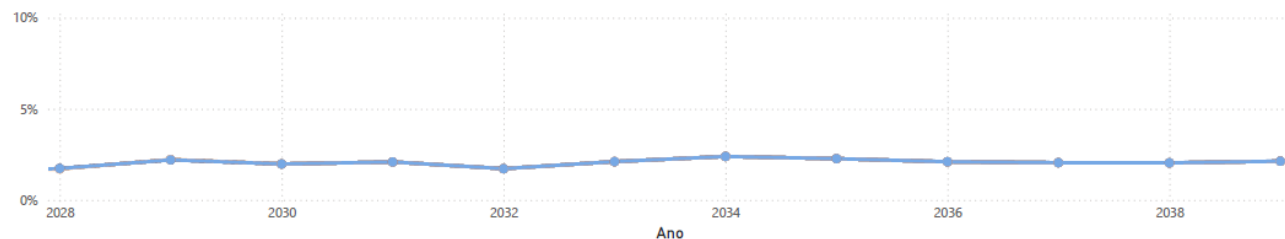


Figura 4-6 - Previsão para o mercado da Neoenergia Coelba.

Taxas de crescimento (Carga Bruta)

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



Potência instalada MMGD-FV

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

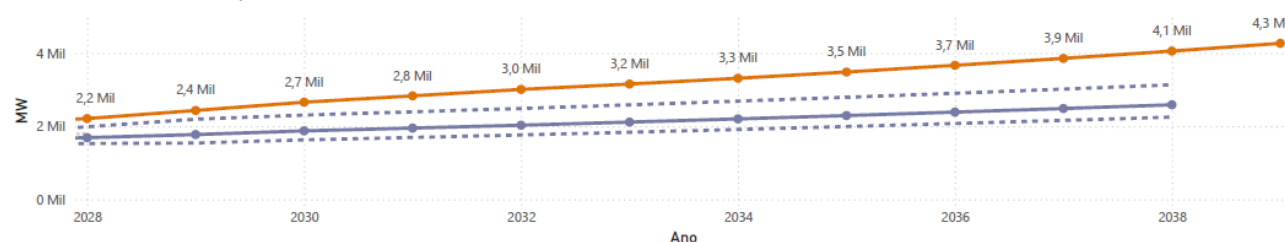
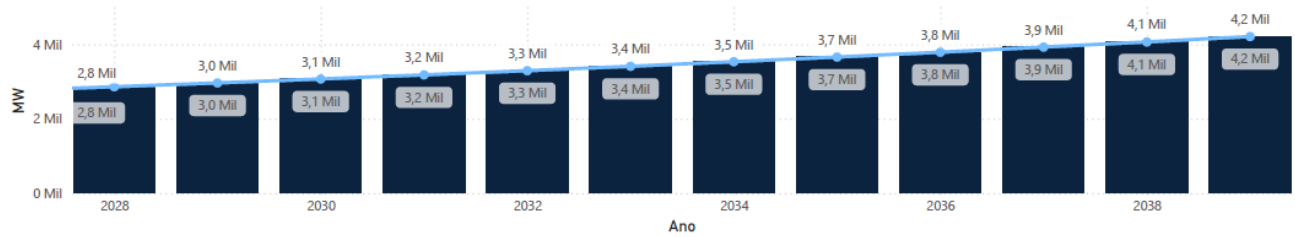


Figura 4-7 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Neoenergia Coelba.

4.1.3 Ceará

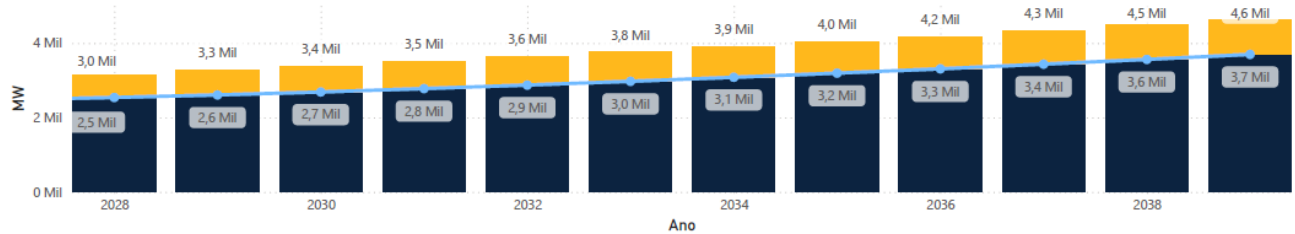
Patamar Máxima Noturna

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



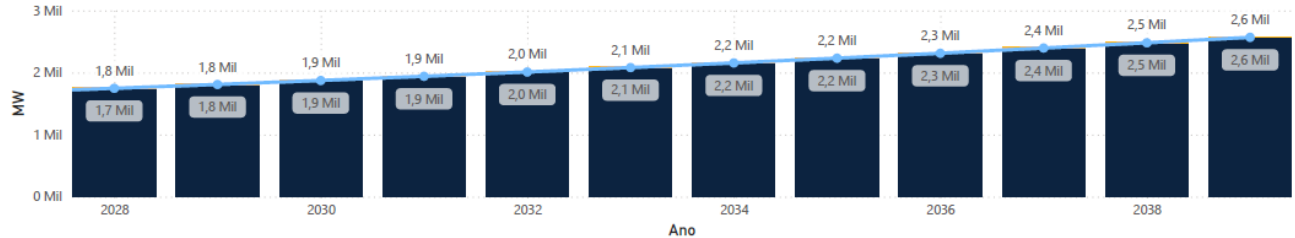
Patamar Máxima Diurna

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



Patamar Mínima Noturna

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



Patamar Mínima Diurna

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

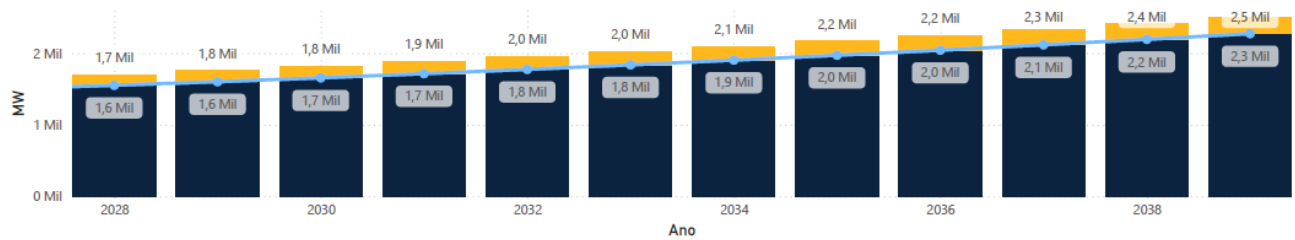
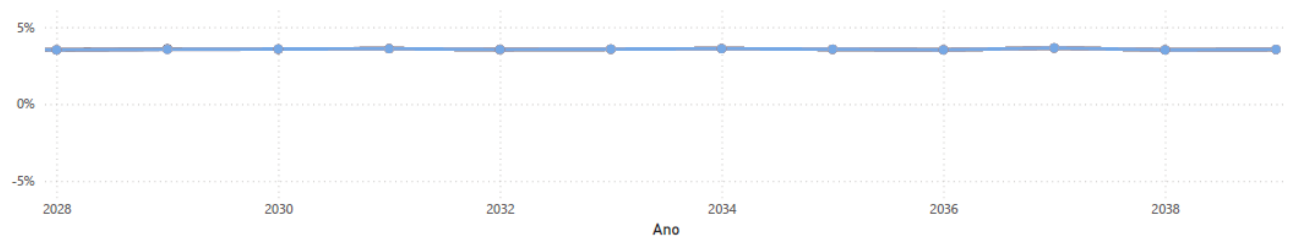


Figura 4-8 - Previsão para o mercado da Enel Ceará.

Taxas de crescimento (Carga Bruta)

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



Potência instalada MMGD-FV

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

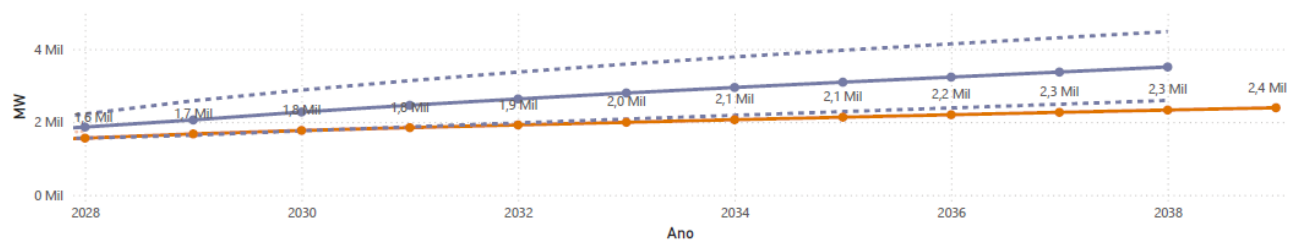
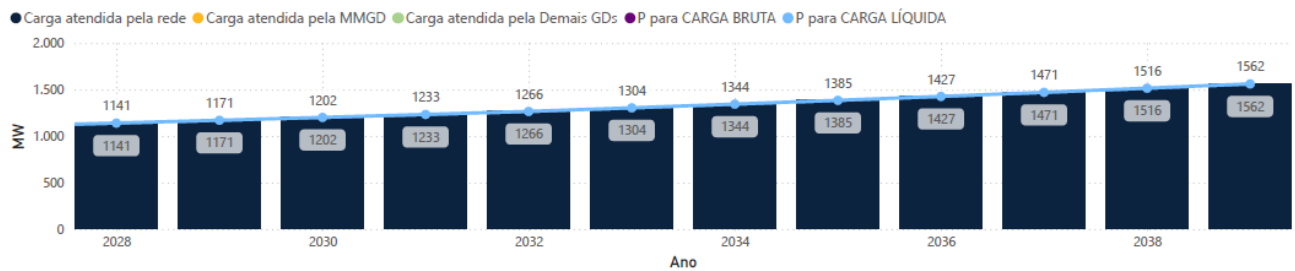


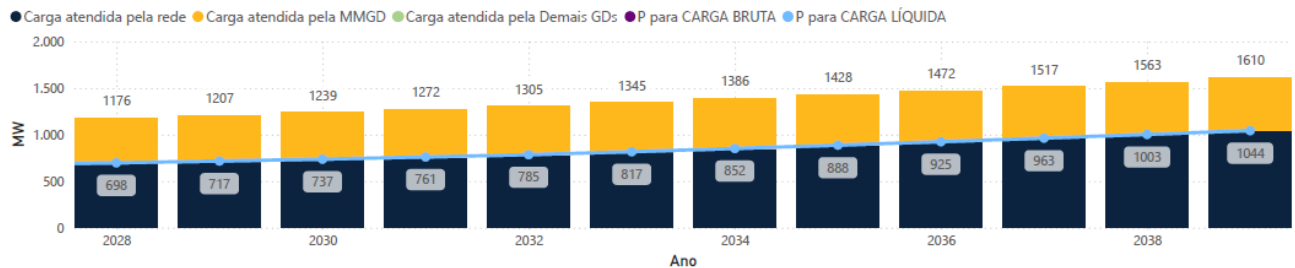
Figura 4-9 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Enel Ceará.

4.1.4 Paraíba

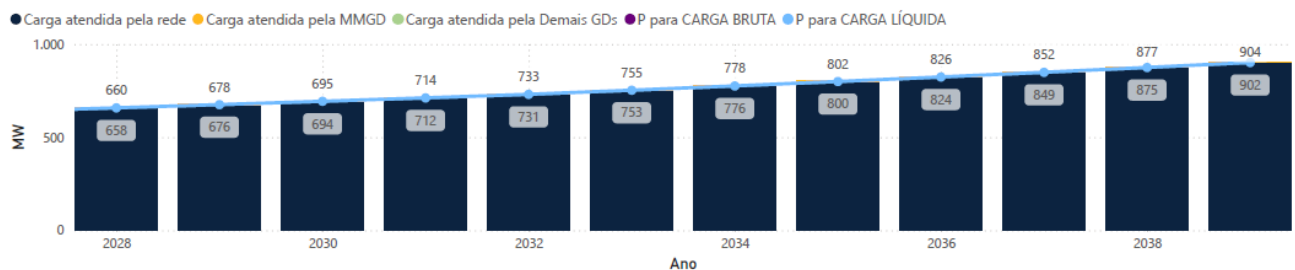
Patamar Máxima Noturna



Patamar Máxima Diurna



Patamar Mínima Noturna



Patamar Mínima Diurna

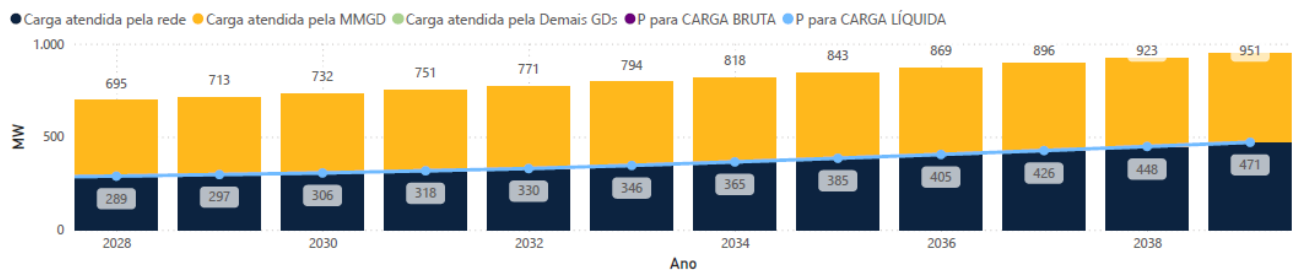
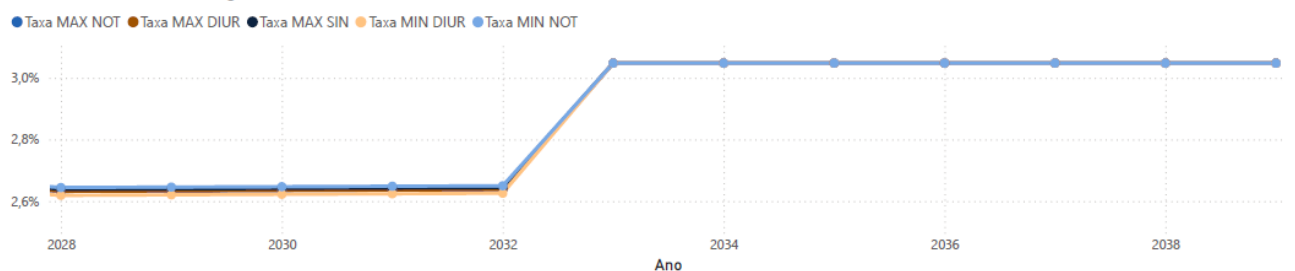


Figura 4-10 - Previsão para o mercado da Energisa Paraíba.

Taxas de crescimento (Carga Bruta)



Potência instalada MMGD-FV

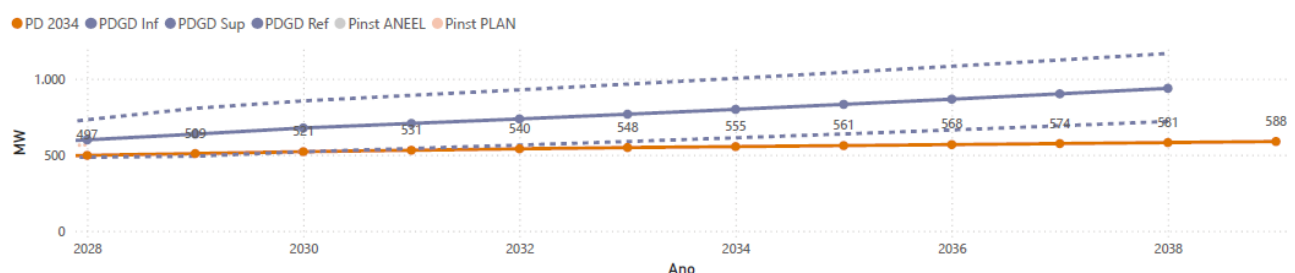


Figura 4-11 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Energisa Paraíba.

4.1.5 Pernambuco

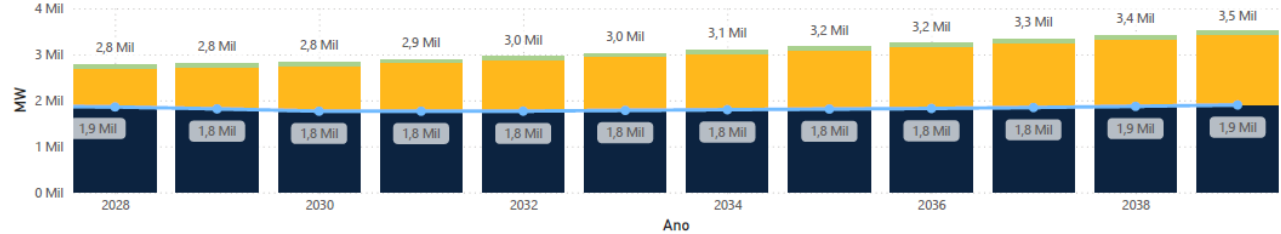
Patamar Máxima Noturna

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



Patamar Máxima Diurna

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



Patamar Mínima Noturna

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



Patamar Mínima Diurna

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

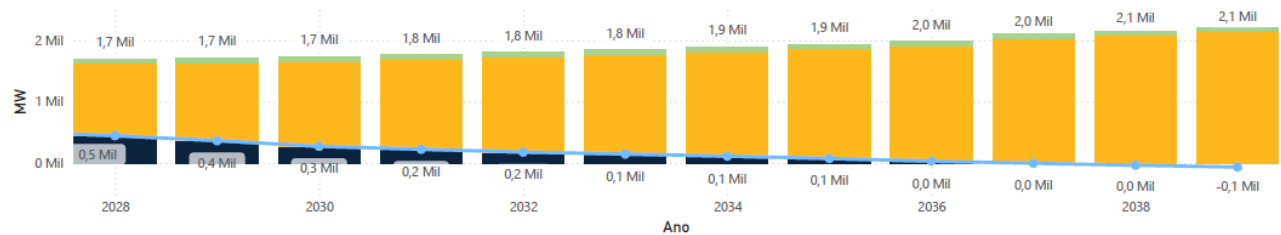
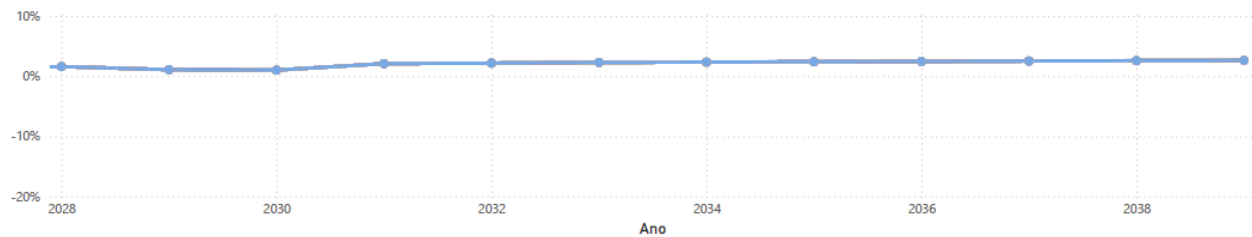


Figura 4-12 - Previsão para o mercado da Neoenergia Pernambuco.

Taxas de crescimento (Carga Bruta)

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



Potência instalada MMGD-FV

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

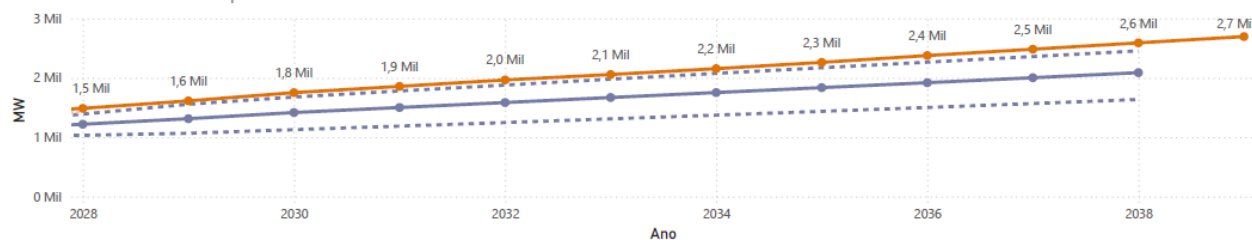
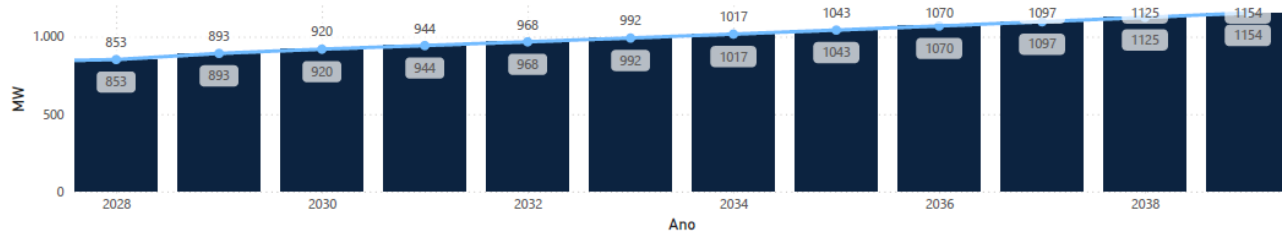


Figura 4-13 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Neoenergia Pernambuco.

4.1.6 Piauí

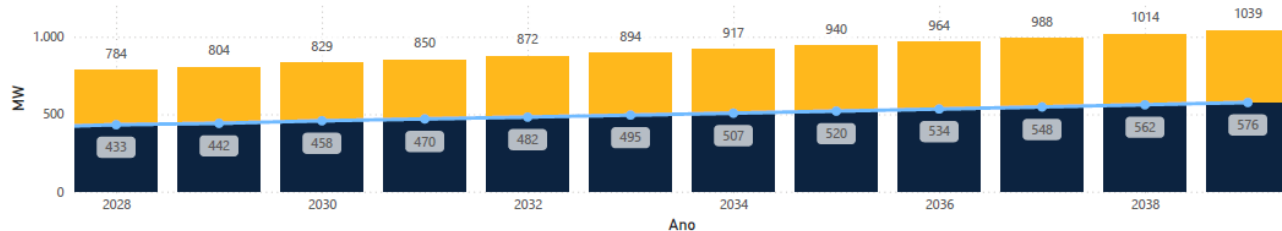
Patamar Máxima Noturna

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



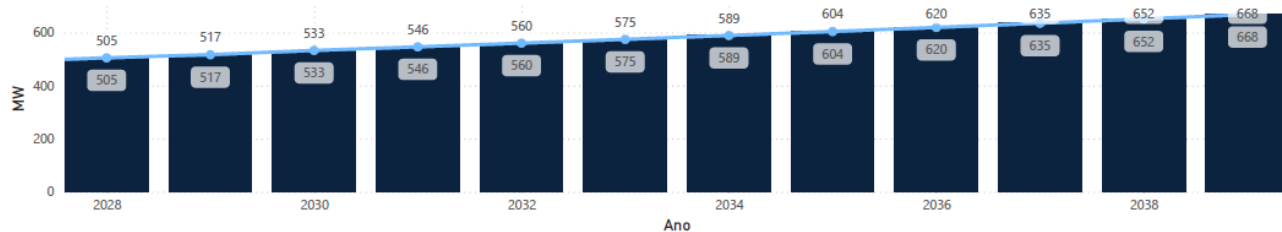
Patamar Máxima Diurna

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



Patamar Mínima Noturna

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



Patamar Mínima Diurna

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

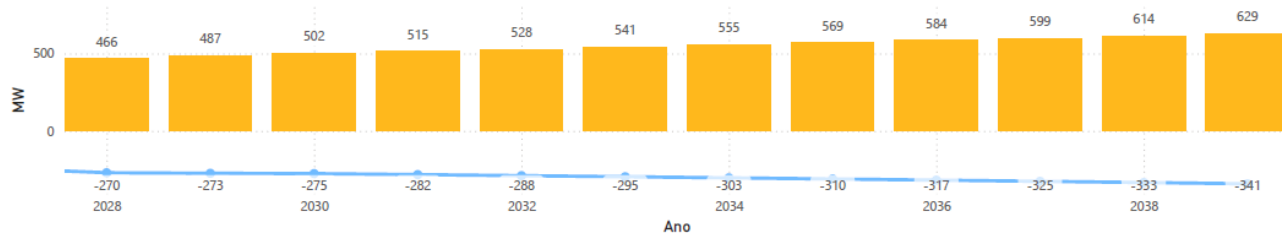
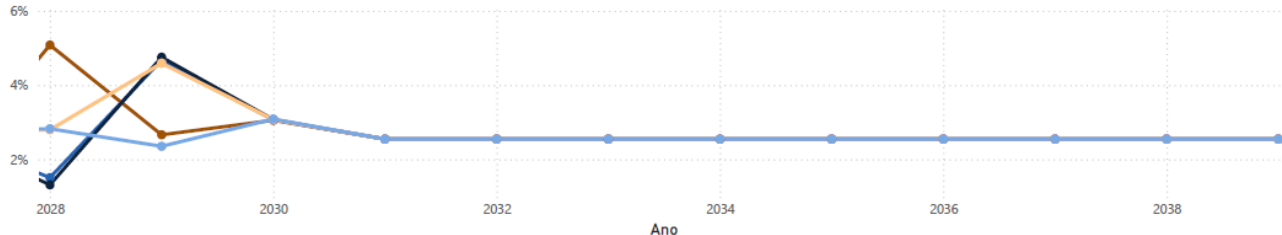


Figura 4-14 - Previsão para o mercado da Equatorial Piauí.

Taxas de crescimento (Carga Bruta)

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



Potência instalada MMD-FV

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

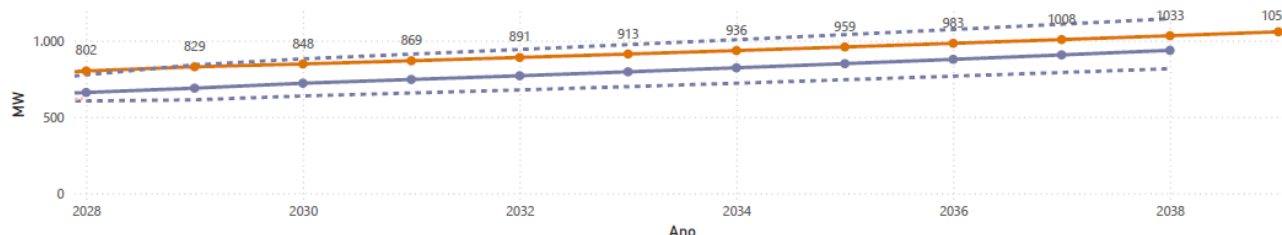
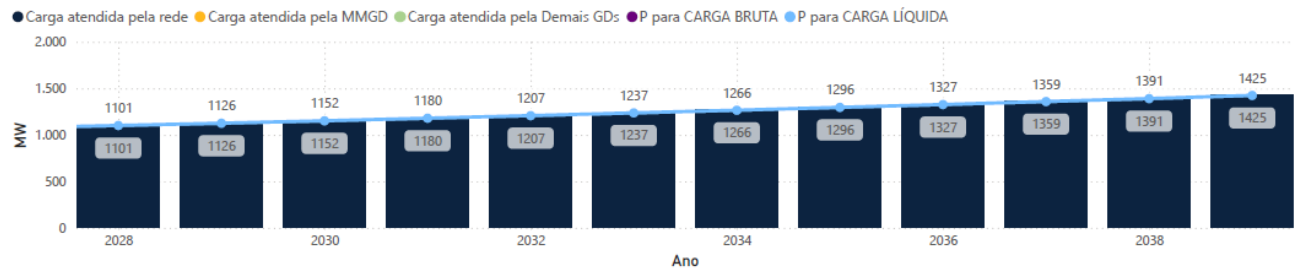


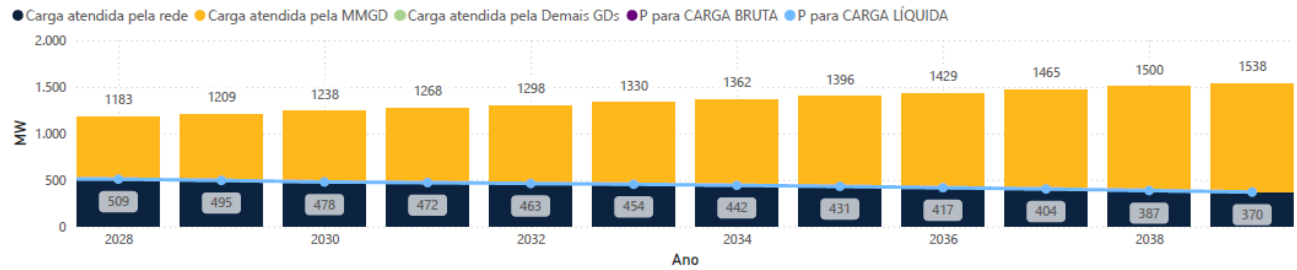
Figura 4-15 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMD para a área de concessão da Equatorial Piauí.

4.1.7 Rio Grande do Norte

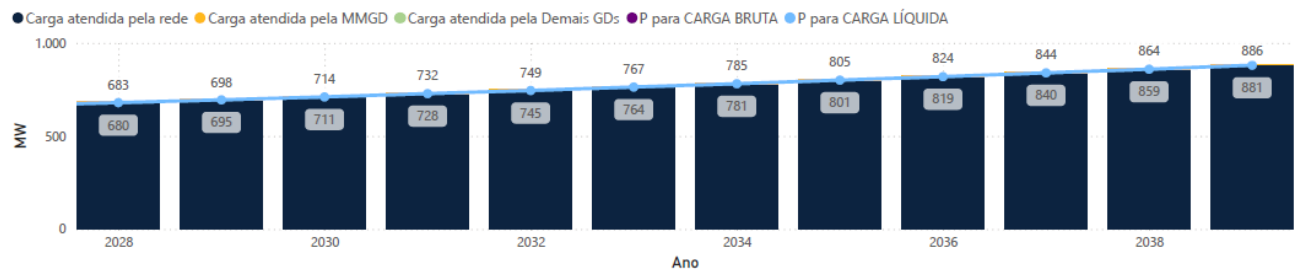
Patamar Máxima Noturna



Patamar Máxima Diurna



Patamar Mínima Noturna



Patamar Mínima Diurna

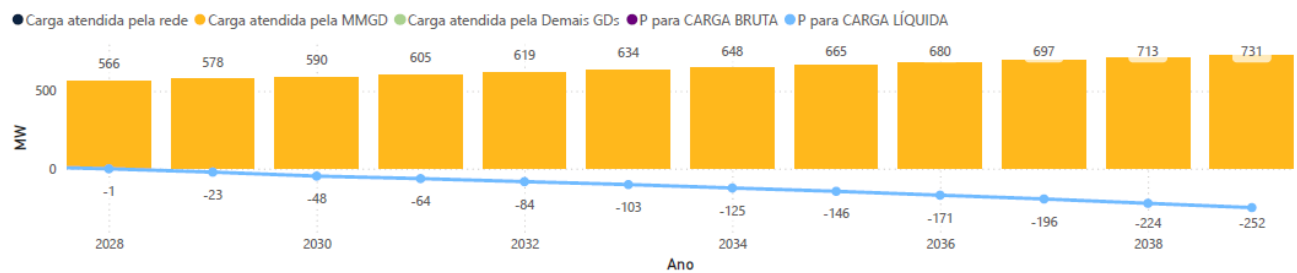
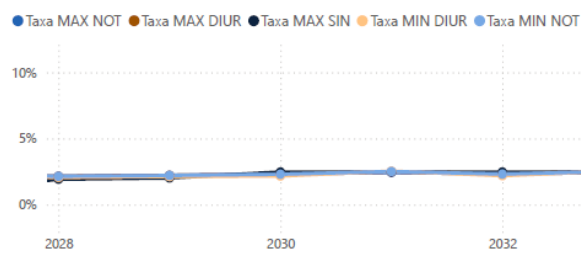


Figura 4-16 - Previsão para o mercado da Neoenergia Cosern.

Taxas de crescimento (Carga Bruta)



Potência instalada MMGD-FV

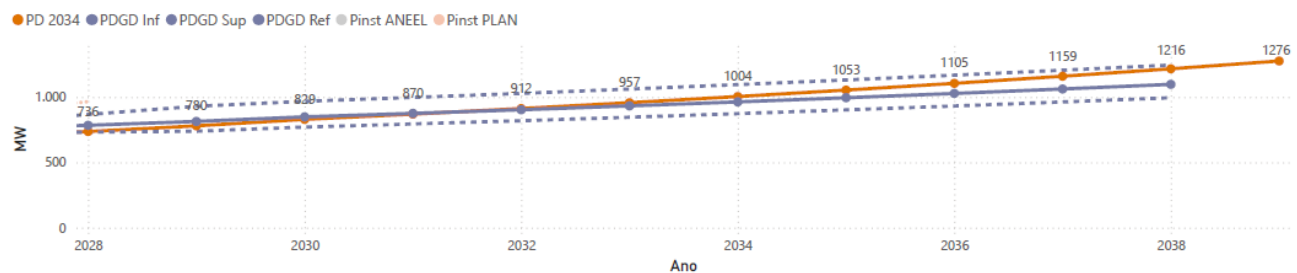
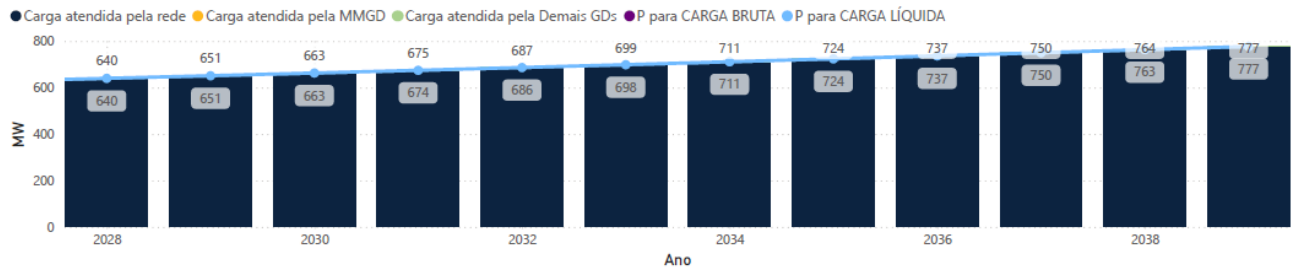


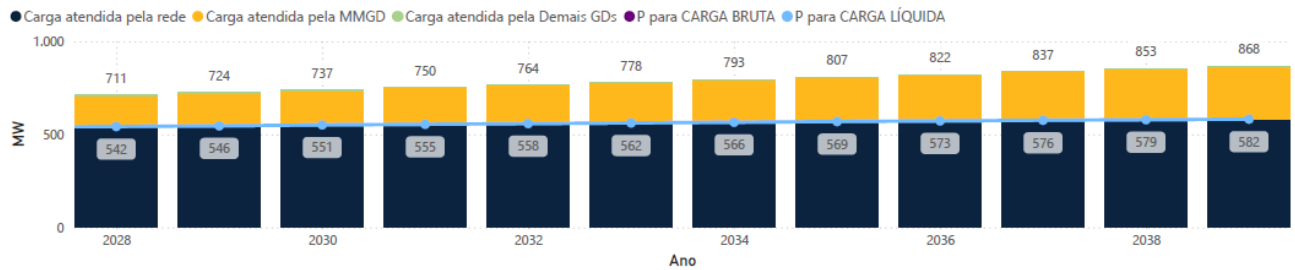
Figura 4-17 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de concessão da Neoenergia Cosern.

4.1.8 Sergipe

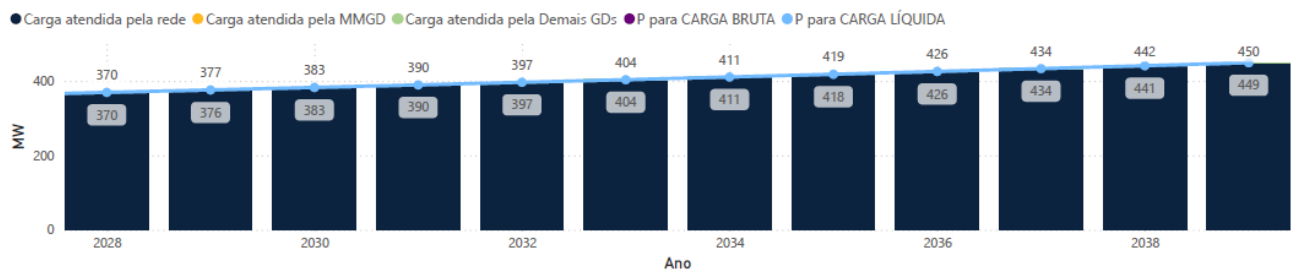
Patamar Máxima Noturna



Patamar Máxima Diurna



Patamar Mínima Noturna



Patamar Mínima Diurna

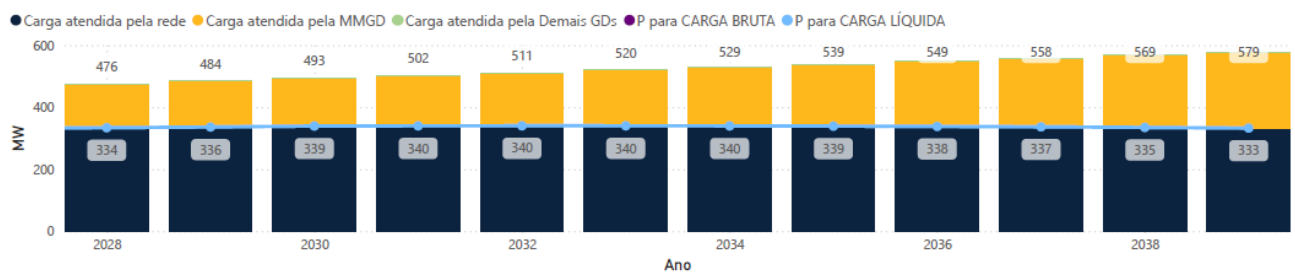
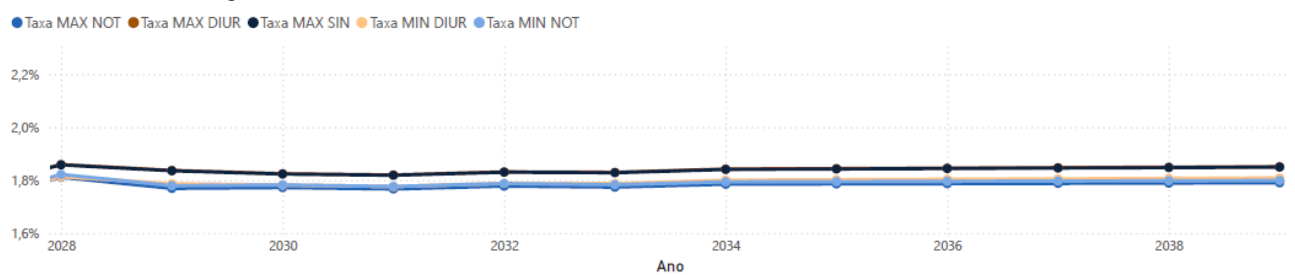


Figura 4-18 – Previsão para o mercado de Sergipe (Energisa e Sulgipe).

Taxas de crescimento (Carga Bruta)



Potência instalada MMGD-FV

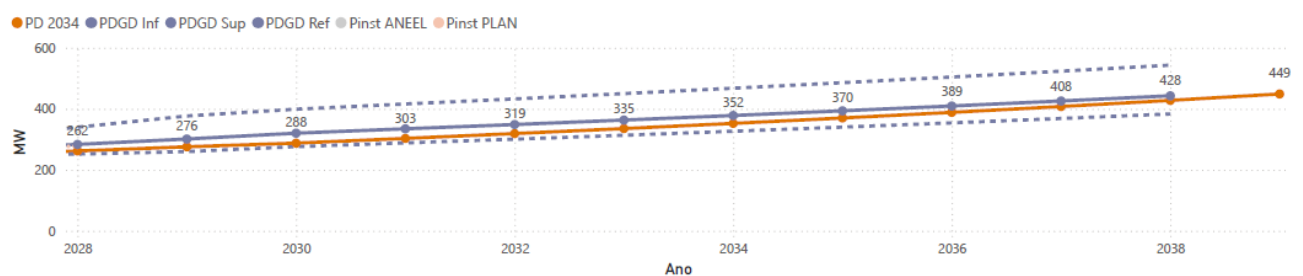
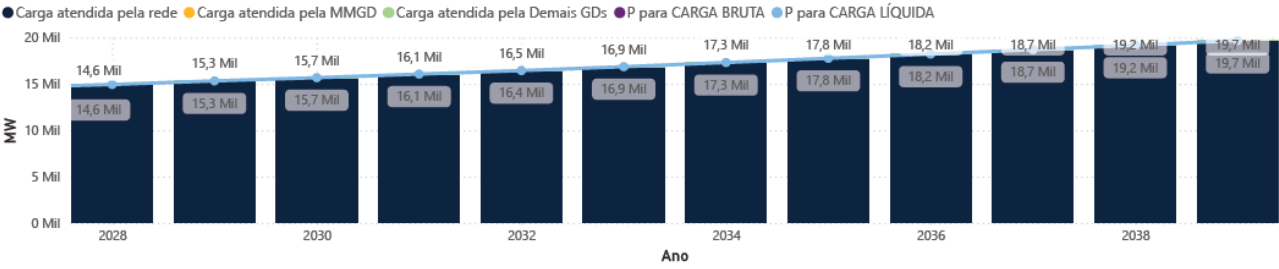


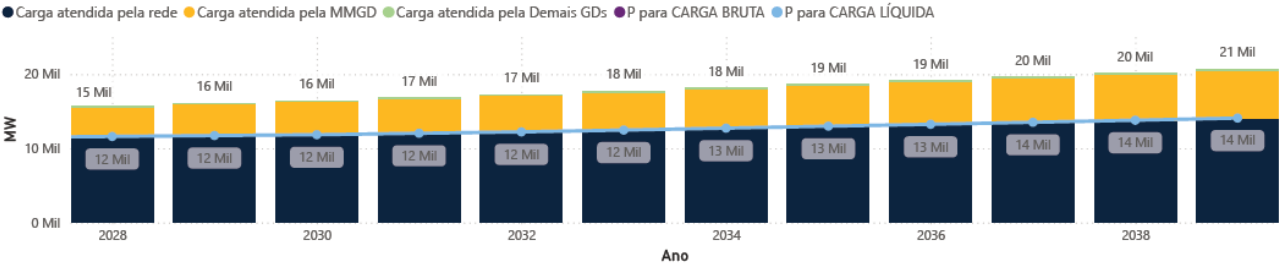
Figura 4-19 - Estimativa da taxa de crescimento do mercado e da MMGD para a área de Sergipe (Energisa e Sulgipe).

4.1.9 Nordeste

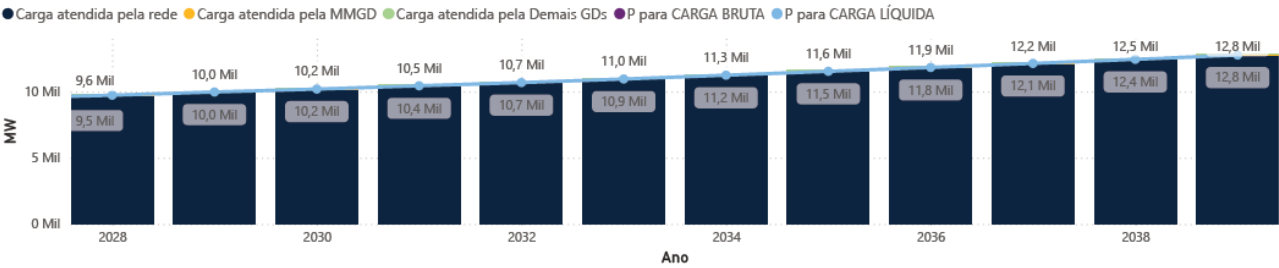
Patamar Máxima Noturna



Patamar Máxima Diurna



Patamar Mínima Noturna



Patamar Mínima Diurna

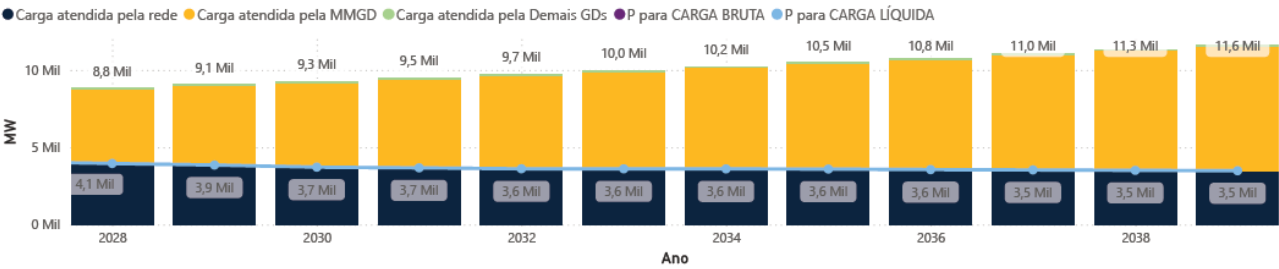


Figura 4-20 - Previsão para o mercado do Nordeste (apenas distribuidoras).

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 2028 e 2039, respectivamente, referentes a usinas já contratadas na região Nordeste. Destaca-se uma participação considerável de Usinas Eólicas de médio/grande porte (EOL) com cerca de 49% do total da potência instalada, grande parte localizada nos estados da Bahia e Rio Grande do Norte, seguida de Usinas Fotovoltaicas com cerca de 26% do total da potência instalada, sendo mais da metade nos estados da Bahia e Piauí, Usinas Hidrelétricas com cerca de 13%, localizadas em sua maioria no Rio São Francisco, e Usinas Termelétricas com cerca de 10%.

Tabela 4-1 – Geração considerada para o ano 2028 nos estados da Região Nordeste.

Fonte	AL (MW)	BA (MW)	CE (MW)	PB (MW)	PE (MW)	PI (MW)	RN (MW)	SE (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	400	5.395	-	-	1.380	225	-	3.000	10.400	13%
PCH/CGH	1	261	-	4	13	-	5	-	283	0%
EOL	-	14.346	3.252	1.930	1.093	5.544	11.804	35	38.004	49%
UFV	481	5.394	2.639	1.845	1.909	5.991	1.742	-	20.001	26%
UTE	-	1.187	2.113	510	1.692	-	442	1.514	7.459	10%
BIO	271	510	-	78	247	-	40	59	1.204	2%
TOTAL	1.153	27.093	8.003	4.367	6.334	11.761	14.034	4.607	77.351	100%

Tabela 4-2 – Geração considerada para o ano 2039 nos estados da Região Nordeste.

Fonte	AL (MW)	BA (MW)	CE (MW)	PB (MW)	PE (MW)	PI (MW)	RN (MW)	SE (MW)	Total (MW)	Total (%)
UHE	400	5.395	-	-	1.380	225	-	3.000	10.400	13%
PCH/CGH	1	261	-	4	13	-	5	-	283	0%
EOL	-	14.346	3.252	1.930	1.093	5.544	11.804	35	38.004	49%
UFV	481	5.394	2.639	1.845	1.909	5.991	1.742	-	20.001	26%
UTE	-	1.187	2.113	510	1.692	-	442	1.514	7.459	10%
BIO	271	510	-	78	247	-	40	59	1.204	2%
TOTAL	1.153	27.093	8.003	4.367	6.334	11.761	14.034	4.607	77.351	100%

Os quantitativos apresentados consideram as usinas em operação e implantação, sendo considerados todos os projetos de geração com CUST assinado até dezembro de 2024.

Destaca-se que já no ano 2028 o montante de geração renovável eólica e fotovoltaica com contrato assinado para conexão na Região Nordeste atinge 58 GW. Esse montante é superior aos 56,7 GW de potência instalada de geração eólica e fotovoltaica na região Norte/Nordeste que foram previstos para 2033 nos estudos [5], [6] e [7] emitidos em 2021 e 2022. Por este motivo, e pelo fato de o PDE não prever um incremento de carga tão elevado quanto ao que se observa para a geração, não foi considerada a conexão de geração indicativa para a realização deste diagnóstico. Por essa razão, a potência instalada em 2028 e 2039 é idêntica, visto que todos os projetos futuros com CUST assinado tem previsão de entrada até dezembro de 2028. A Figura 4-22 faz uma comparação do quantitativo de geração considerado no diagnóstico do PDE 2034 em relação ao do PDE 2033.

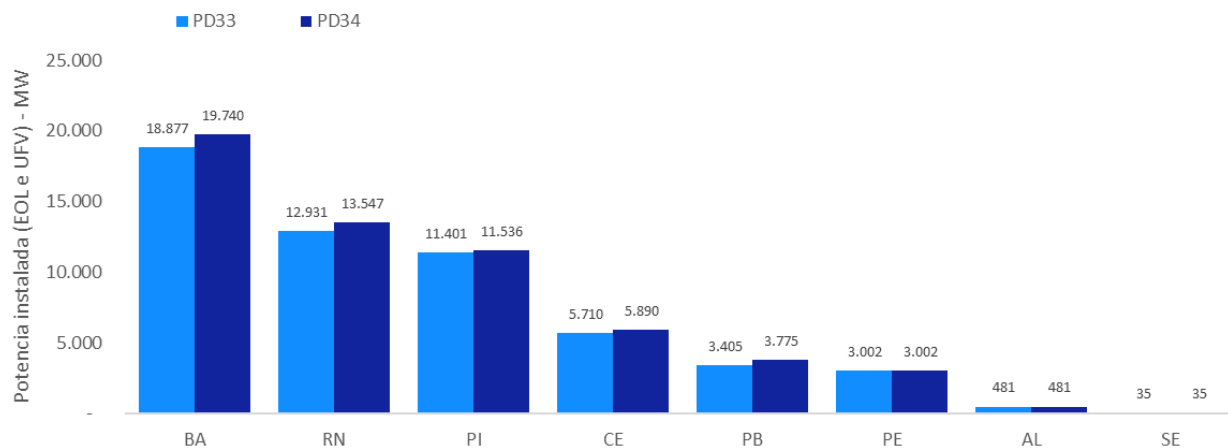


Figura 4-21 – Comparação PD33 vs PD34 da previsão de geração nos estados da região Nordeste.

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

Observa-se na Figura 4-22 à Figura 4-29 seguintes a configuração da rede existente e planejada em cada estado da região Nordeste. O detalhamento do conjunto de empreendimentos de transmissão previstos para os próximos anos pode ser verificado no PET/PELP [8].



Figura 4-22 – Sistema de Transmissão do Estado de Alagoas.



Figura 4-23 – Sistema de Transmissão do Estado da Bahia.

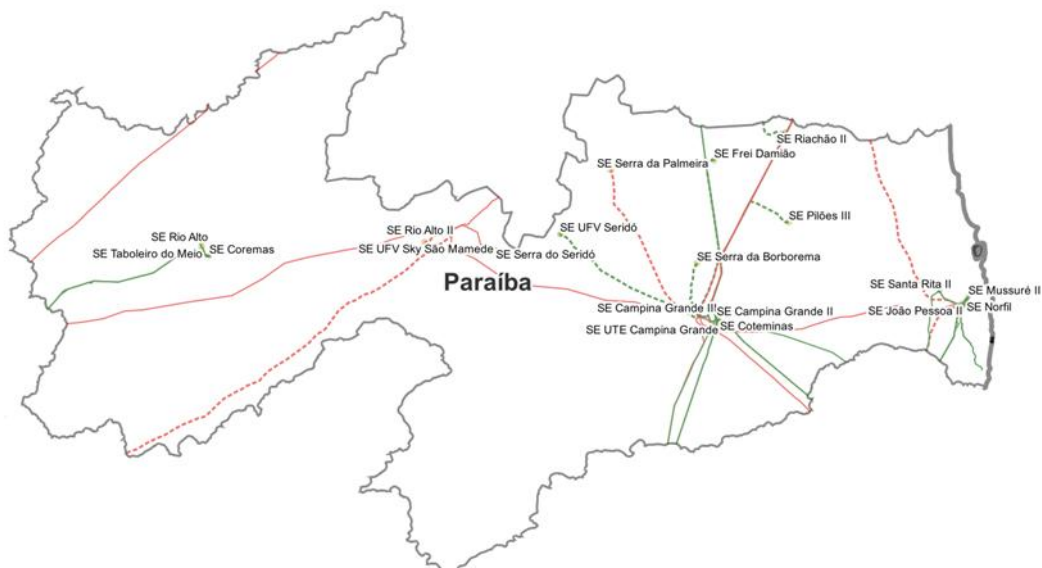


Figura 4-24 – Sistema de Transmissão do Estado da Paraíba.



Figura 4-25 – Sistema de Transmissão do Estado do Ceará.

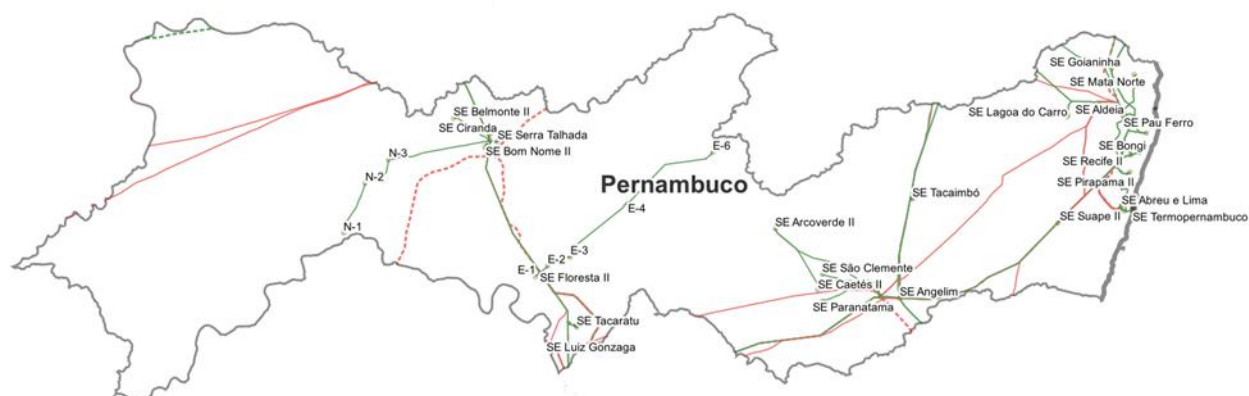


Figura 4-26 – Sistema de Transmissão do Estado de Pernambuco.

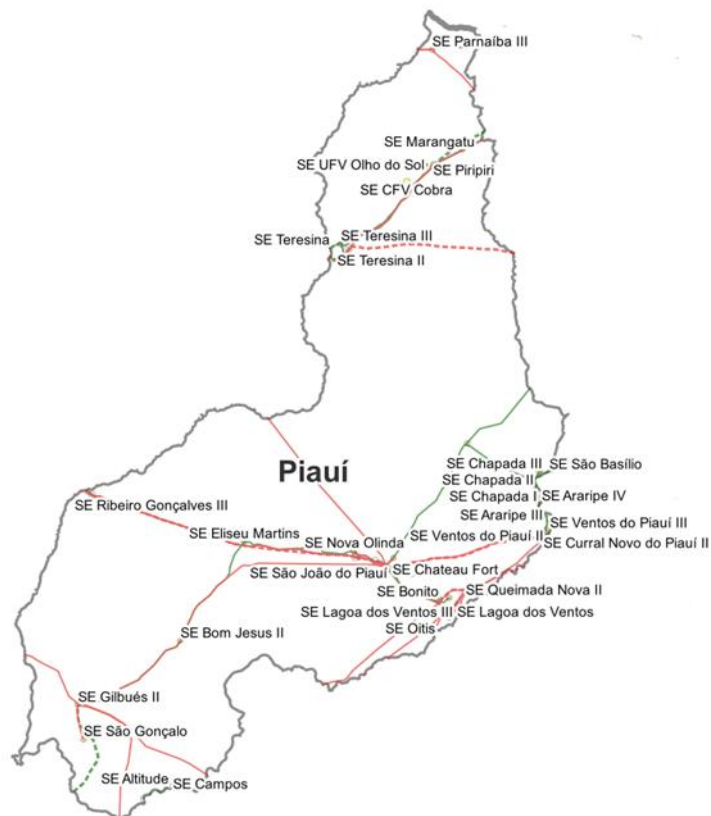




Figura 4-29 – Sistema de Transmissão do Estado de Sergipe.

5 CENÁRIOS ANALISADOS

Foram simulados quatro cenários de geração e intercâmbio energético, de forma a analisar as situações mais críticas da região. Os percentuais de geração renovável são mostrados na Tabela 5-1, proveniente dos trabalhos realizados pelo ONS em [9].

Tabela 5-1 – Percentuais de geração eólica e solar na região Nordeste

Fonte	Estado	Localização	Nordeste Exportador		Norte Exportador
			Carga Média	Carga Leve	Carga Média
EOL	BA	Interior	66%	82%	33%
	CE	Interior	69%	88%	31%
	CE	Litoral	60%	45%	15%
	PB	Interior	55%	82%	27%
	PE	Interior	70%	77%	37%
	PI	Interior	66%	88%	24%
	RN	Interior	73%	90%	33%
	RN	Litoral	68%	58%	25%
	MA	Litoral	85%	84%	23%
UFV	AL	Interior	76%	27%	76%
	BA	Interior	83%	23%	83%
	CE	Interior	85%	45%	85%
	CE	Litoral	76%	41%	76%
	PB	Interior	77%	27%	77%
	PE	Interior	76%	27%	76%
	PI	Interior	85%	20%	85%
	PI	Litoral	76%	41%	76%
	SE	Interior	83%	23%	83%
	RN	Interior	76%	27%	76%
	RN	Litoral	77%	38%	77%
	TO	Interior	83%	23%	83%

- **Cenário 1 – Norte e Nordeste Úmidos; Exportadores – Carga Máxima Diurna:** Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas nas suas capacidades máximas. Na região Nordeste, consideraram-se as usinas hidráulicas entre 50% e 60% e geração eólica entre 15% e 33% da capacidade instalada, conforme tabela acima. As usinas térmicas foram despachadas considerando apenas a inflexibilidade. 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 – Carga Máxima Diurna:** Neste cenário, as usinas hidráulicas da região Norte foram despachadas em 20% das suas capacidades nominais. Na região Nordeste, consideraram-se as usinas hidráulicas em torno de 20% e geração eólica entre 60% e 85% conforme Tabela 5-1. As usinas térmicas foram despachadas considerando a inflexibilidade. Este cenário é importante para diagnóstico do sistema na situação de máxima exportação de energia da região NE para o SE/CO no período seco.

- **Cenário 3 – Norte Úmido e Nordeste Importador – Carga Máxima Noturna:** Neste cenário, a geração na região Norte é predominantemente hidráulica, com as usinas hidrelétricas despachadas em torno de 60%. Na região Nordeste, considerou-se as usinas hidráulicas entre 60% e 70%, 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 – Carga Mínima Noturna:** Neste cenário, a geração na região Nordeste é suficiente para atender a carga. Considerou-se as usinas hidráulicas entre 50% e 60% e geração eólica em torno de 50% 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 considerando a inflexibilidade.
- **Cenário 5 – Inversão de Fluxo em subestações de Fronteira:** Patamar de carga mínima típico de finais de semana, com elevada MMGD, refletindo o cenário de “Máxima Diurna” conforme projeções do PDE 2034. A geração centralizada conectada à rede básica opera entre 60% e 85% da capacidade instalada, enquanto a geração conectada à distribuição atinge 95% da capacidade. O balanço de potência é garantido pelo despacho de usinas térmicas nas regiões Sul e Sudeste.

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 máxima diurna para os cenários 1 e 2, carga máxima noturna para o cenário 3 e carga mínima noturna para o cenário 4.

6 DIAGNÓSTICO DA REDE

O capítulo apresenta em gráficos a evolução dos carregamentos em elementos do sistema de transmissão do sistema interligado dos estados do Nordeste, respectivamente, em regime normal e nas perdas de linhas de transmissão e transformadores.

As seções seguintes apresentam os resultados do diagnóstico para cada um dos estados da Região Nordeste.

6.1 Estado de Alagoas

Este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Rio Largo II, durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação normal nos anos de 2035 a 2039, e em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2039;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Maceió II, durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2039;
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Arapiraca III, durante o patamar de carga máxima diurna, em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2039;
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Penedo, durante o patamar de carga máxima diurna, em condição de operação N-1 nos anos de 2037 a 2039.

6.1.1 Violações de Carregamento

Foram verificadas sobrecargas nos transformadores 230/69 kV das Subestações Rio Largo II e Maceió II.

A Subestação Rio Largo II é equipada com três transformadores 230/69 kV, sendo dois transformadores com capacidade de potência de 100/106 MVA e um transformador com capacidade de 100/100 MVA. As sobrecargas mais críticas foram identificadas durante o patamar de carga máxima noturna. Em condição de operação normal, as violações ocorrem nos anos de 2035 a 2039, e em condição de operação N-1, nos anos de 2028 a 2039, conforme apresentado na Figura 6-1.

A Subestação Maceió II é equipada com dois transformadores 230/69 kV, com capacidade de 200/240 MVA. As sobrecargas mais críticas ocorrem durante o patamar de carga máxima noturna. Em condição de operação N-1, ocorrem violações nos anos de 2028 a 2039, conforme apresentado na Figura 6-2.

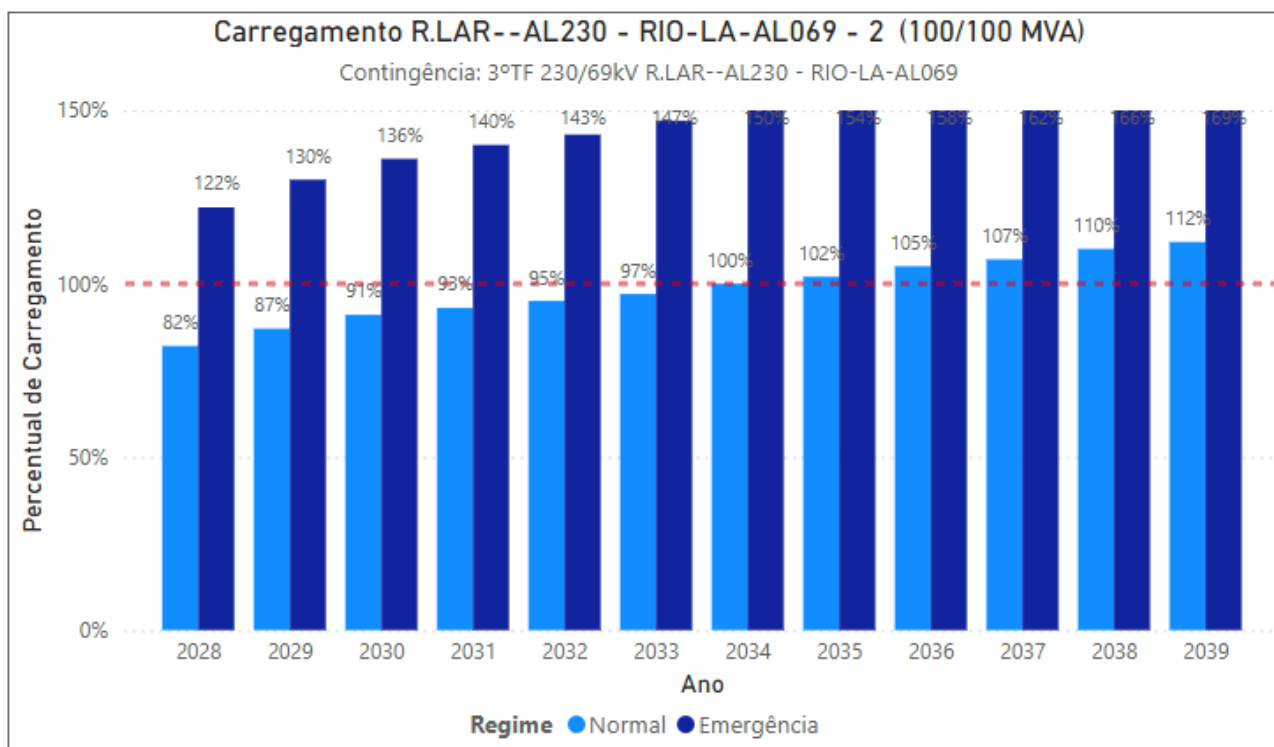


Figura 6-1 – Carga Máxima Noturna – SE Rio Largo II 230/69 kV T1/T2/T3

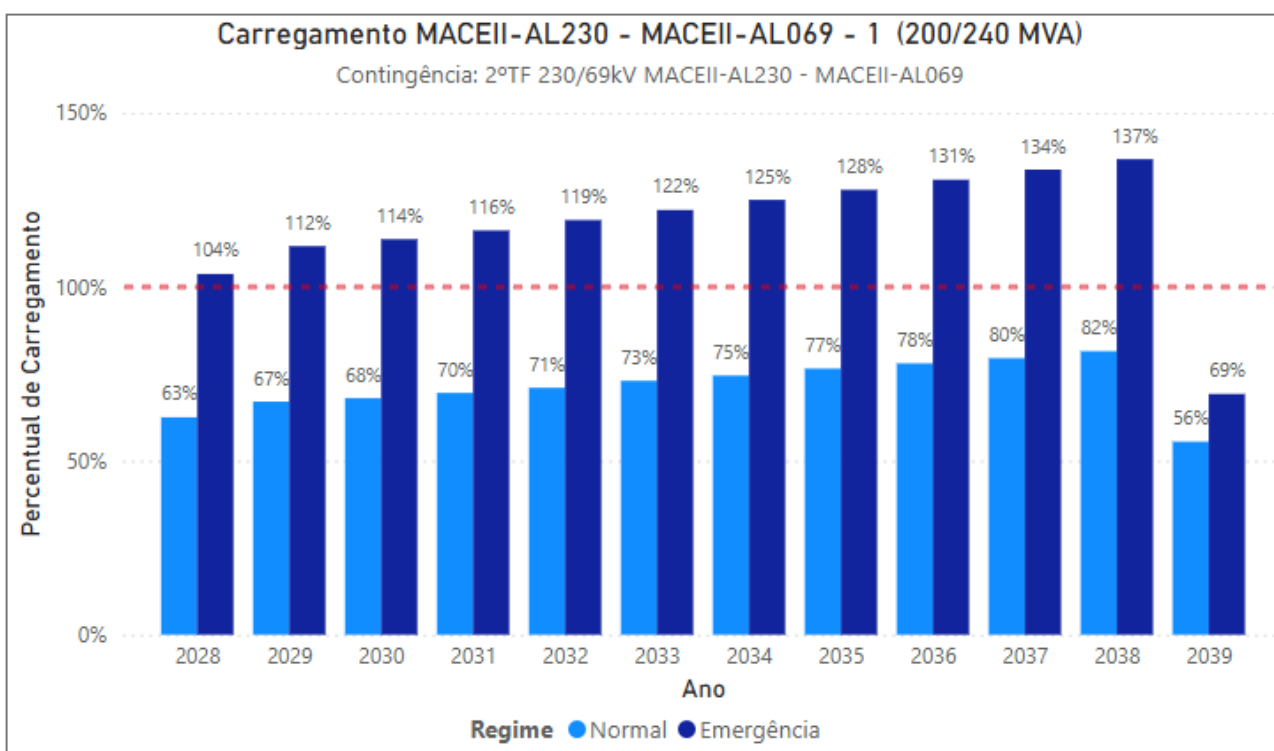


Figura 6-2 – Carga Máxima Noturna – SE Maceió II 230/69 kV T1/T2

O carregamento da transformação 230/69 kV da Subestação Maceió II se reduz em 2039 pela representação do 3º transformador, que é uma obra indicativa já recomendada pela EPE.

Cabe destacar que as violações listadas acima já haviam sido identificadas no ciclo anterior do PDE 2033. Além disso, esses problemas também foram visualizados no PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029

[10]. Para o caso das sobrecargas previstas para Subestação Rio Largo II, o PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029 recomendou, como solução conjuntural, a redistribuição de carga da Subestação Rio Largo II com as Subestações Maceió, Penedo e/ou Angelim e a implantação de SEP de corte de carga em caso de sobrecarga inadmissível nos transformadores da subestação. Em relação às violações previstas para a Subestação Maceió II, recomendou-se a solução conjuntural de transferência parcial de carga para a Subestação Maceió em situações de elevado carregamento e a implantação de SEP de corte de carga em caso de sobrecarga inadmissível nos transformadores da subestação. Como solução estrutural, o PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029 recomendou a implantação do 3º transformador da Subestação Maceió II.

Cabe destacar que se encontra em fase de execução o estudo de planejamento “Solução para o problema de tensão na região de Arapiraca e Penedo”, coordenado pela EPE em conjunto com a transmissora Eletrobras e da distribuidora Equatorial Alagoas, e previsão de término em setembro de 2025. Este estudo teve sua área de análise ampliada de modo a abranger a Região Metropolitana de Maceió e, dessa forma, avaliar a melhor solução estrutural para as sobrecargas visualizadas nas transformações de fronteira das Subestações Rio Largo II e Maceió II.

6.1.2 Violações de Tensão

Foram observadas violações de tensão no eixo de 230 kV composto pelas Subestações Rio Largo, Arapiraca III, Penedo e Nossa Senhora do Socorro, na contingência das Linhas de Transmissão 230kV Rio Largo II – Arapiraca III C1 e Penedo – Arapiraca III C1. Na barra de 230 kV da Subestação Arapiraca III, ocorre subtensão, nos anos de 2028 a 2039, conforme apresentado na Figura 6-3; e na barra de 230 kV da Subestação Penedo, nos anos de 2037 a 2039, conforme mostra a Figura 6-4. As violações de tensão mais críticas foram identificadas durante o patamar de carga máxima diurna.

Cabe destacar que as violações listadas acima já haviam sido identificadas no ciclo anterior do PDE 2033 e no PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029, que recomendou, como solução conjuntural, a operação da SE 230 kV Arapiraca III com a configuração mínima de bancos de capacitores, a depender do fluxo nos transformadores 230/69 kV, e a transferência de carga da Subestação Arapiraca III para outros pontos de suprimento da Rede Básica.

A solução estrutural para esses problemas está sendo avaliada no estudo “Solução para o problema de tensão na região de Arapiraca e Penedo”, coordenado pela EPE em conjunto com a transmissora Eletrobras e da distribuidora Equatorial Alagoas, e previsão de término em setembro de 2025.

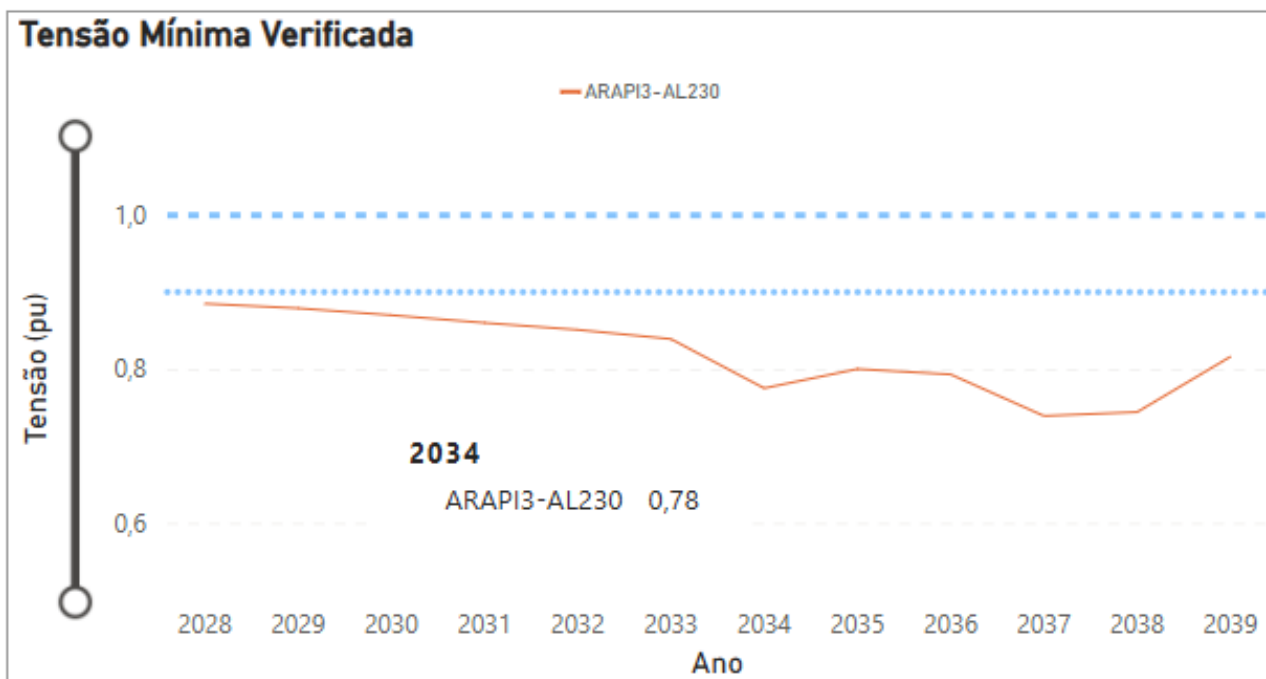


Figura 6-3 – Carga Máxima Diurna – Barra 230 kV Arapiraca III

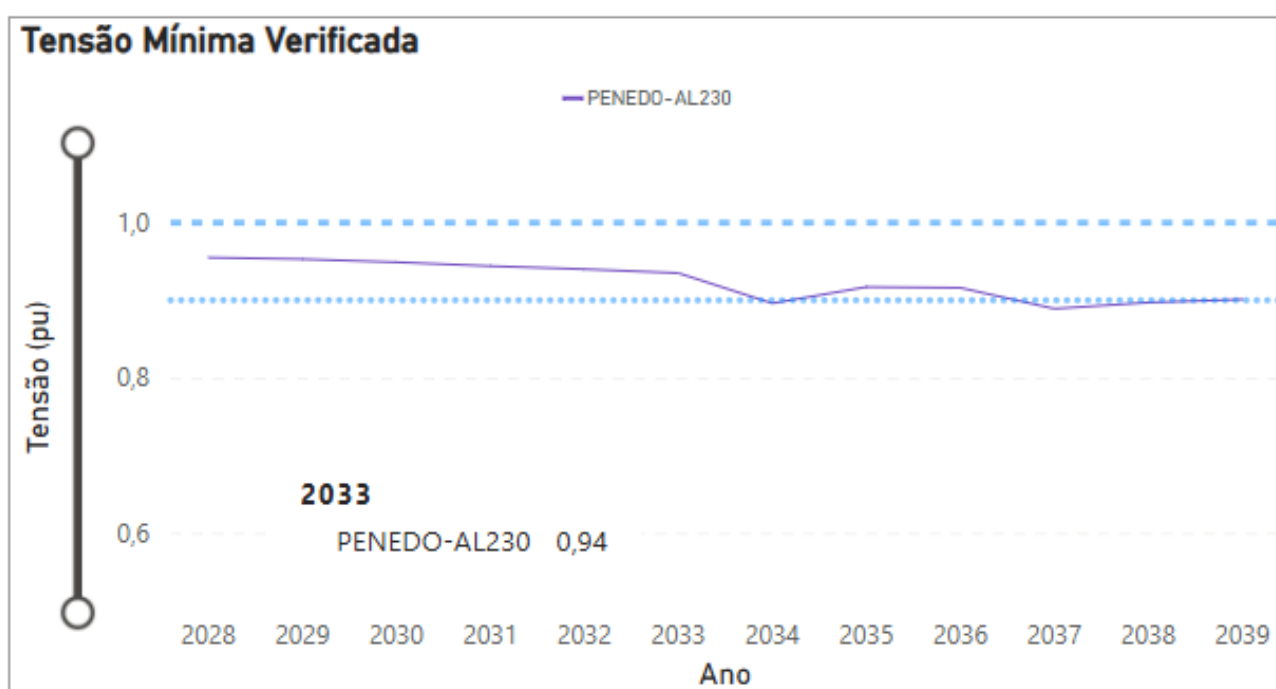


Figura 6-4 – Carga Máxima Diurna – Barra 230 kV Penedo

6.2 Estado da Bahia

A seguir, apresenta-se o conjunto das principais obras referentes ao ciclo do diagnóstico do Plano Decenal 2034, recomendadas nos estudos da EPE para o estado da Bahia:

- Transformação 230/138 kV na SE Teixeira de Freitas (2027);
- Transformação 230/138 kV na SE Ibicoara (2027);
- Transformação 230/138 kV na SE Brumado II (2027);
- Transformação 230/69 kV na SE Brumado II (2027);
- Transformação 500/230 kV na SE Poções III (2030);
- Transformação 230/69 kV na SE Santo Antônio de Jesus (2033);
- BC shunt na SE Itabuna III (2039);
- BC shunt na SE Eunápolis (2039);

É importante ressaltar que as obras que foram recomendadas no estado da Bahia nos últimos anos, estão representadas nos casos base do Diagnóstico do Plano Decenal 2034 e afetam os resultados obtidos nas avaliações de desempenho elétrico.

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

Violações de carregamento

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Cícero Dantas, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2028; sugere-se que a distribuidora verifique as projeções de carga para o próximo ciclo do PDE, visto que não estão compatíveis com o MUST contratado.
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da SE Camaçari II em condição de operação N-1 a partir de 2028;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Cotegipe, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2039;
- Sobrecarga na linha de transmissão Camaçari-Matatu 230 kV em condição de operação N-1 a partir de 2039;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da SE Pirajá em condição de operação N-1 a partir de 2028. Foi incluída no POTEE 2025 – 1ª Emissão a implantação do 3º transformador, já previsto no horizonte indicativo;

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Governador Mangabeira, em condição de operação N-1 a partir do ano de 2035;
- Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da SE Juazeiro III em condição de operação N e N-1 a partir de 2028, causados pela conexão de projetos de geração solar acima da margem de escoamento local no barramento 230 kV;
- Sobrecarga nos autotransformadores 500/230 kV da SE Sobradinho na contingência da LT 230 kV Juazeiro II – Juazeiro III a partir de 2028, pela mesma razão anterior;
- Sobrecarga nas linhas de transmissão 230 kV Sobradinho-Juazeiro da Bahia II C1 e C2 em condição de e N-1 a partir de 2032, pela mesma razão anterior;
- Sobrecarga nos transformadores 230/138 kV da SE Poções II em condição de operação N-1 a partir de 2033;
- Sobrecarga na linha de transmissão 230 kV Juazeiro da Bahia II - Juazeiro da Bahia III em condição N e N-1 a partir de 2030;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da SE Feira de Santana III em condição de operação N-1 a partir de 2028; sugere-se que a distribuidora verifique as projeções de carga para essa SE, visto que não estão compatíveis com o MUST contratado;
- Sobrecarga nos transformadores 230/138 kV da SE Funil em condição de operação N-1 a partir de 2036;

Violações de tensão

- Subtensão na barra de 230 kV da SE Feira de Santana III na contingência simples nas LT 230 kV Feira de Santana III – Camaçari II;

6.2.1 Violações de Carregamento

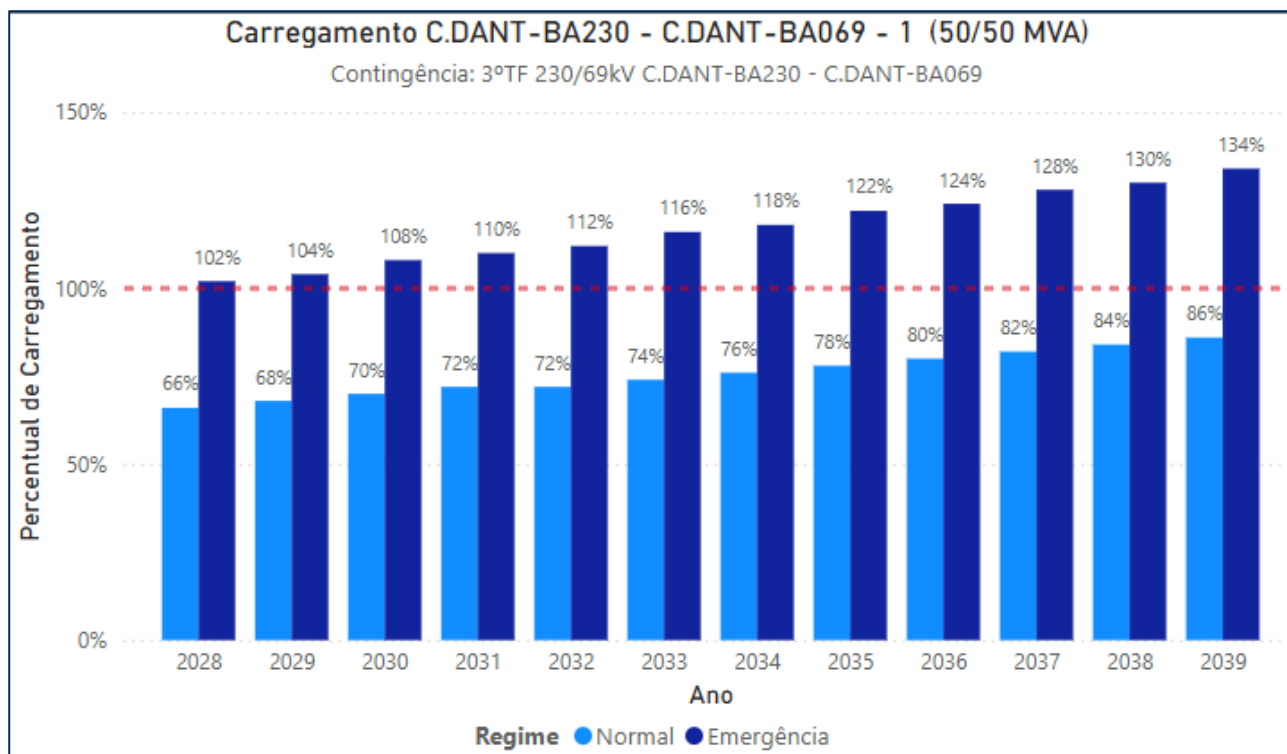


Figura 6-5 – Cenário 3 – SE Cícero Dantas TR1 230/69 kV.

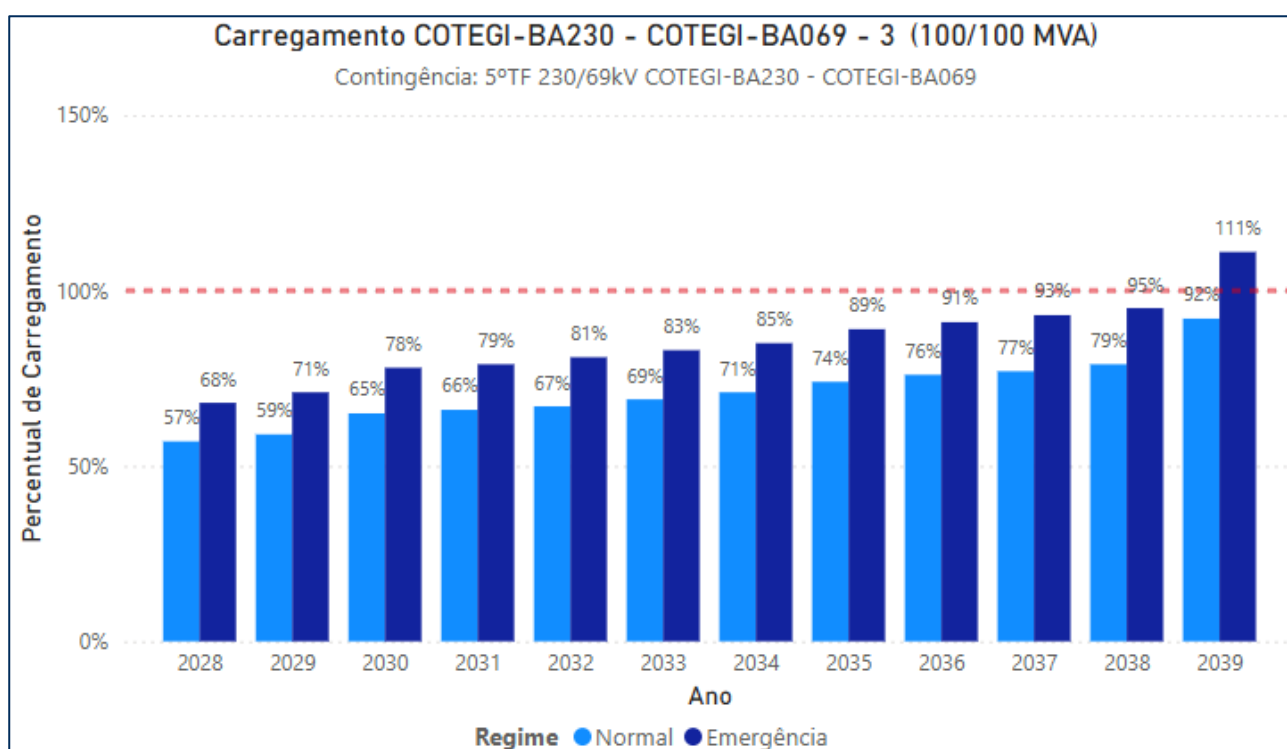


Figura 6-6 – Cenário 1 – SE Cotegipe TR3 230/69 kV.

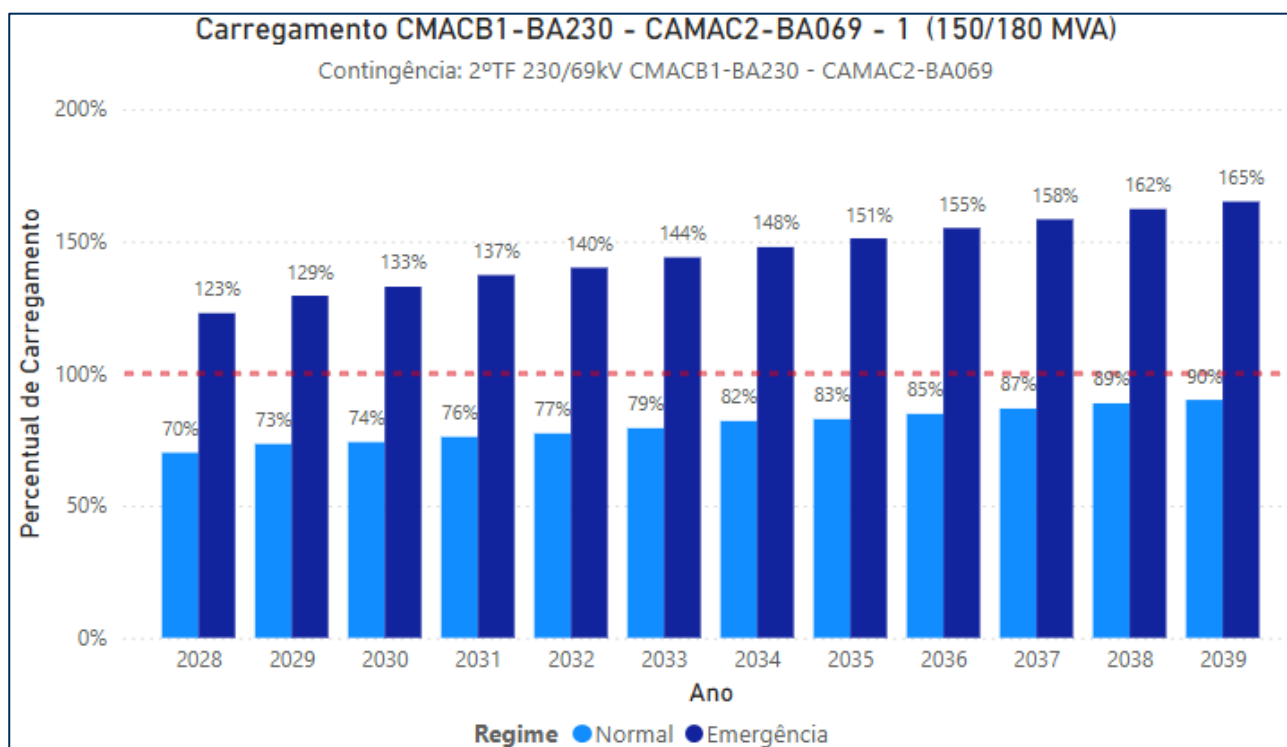


Figura 6-7 – Cenário 2 – SE Camaçari II – TR1 230/69 kV.

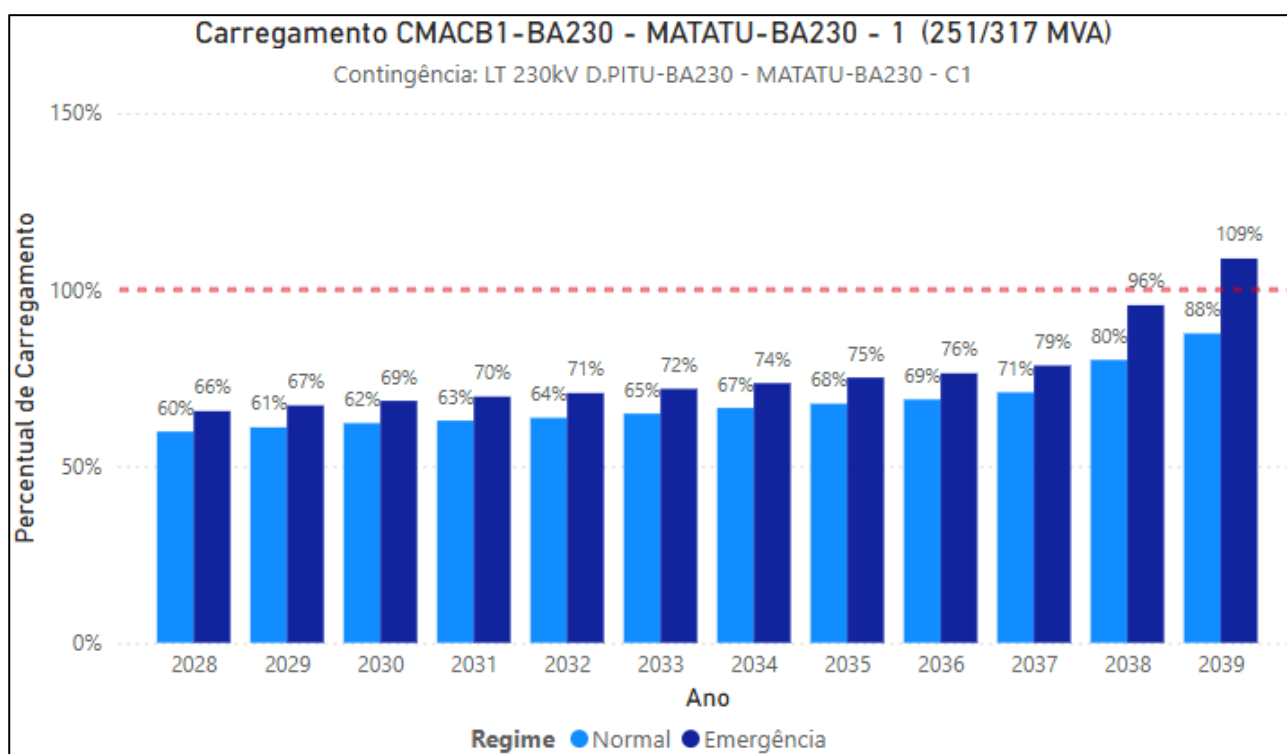


Figura 6-8 – Cenário 1 – LT Camaçari-Matatu 230 kV.

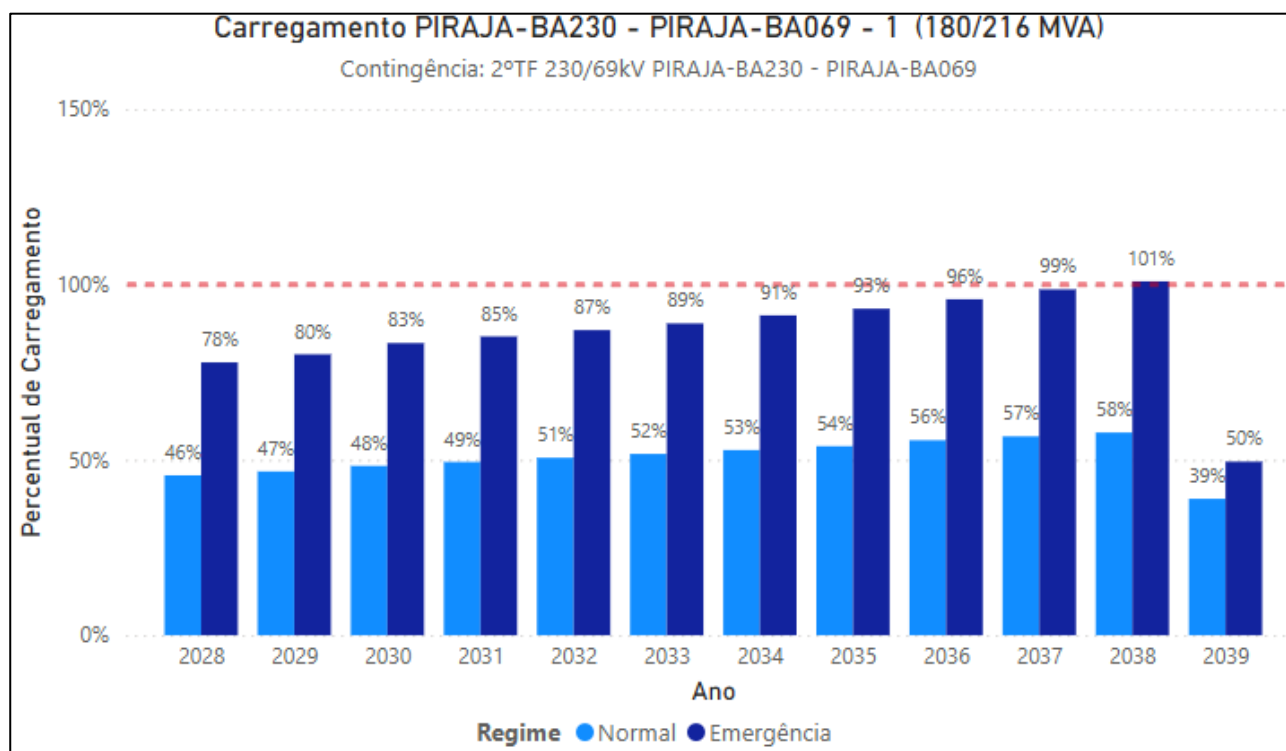


Figura 6-9 – Cenário 3 – SE Pirajá – TR1 230/69 kV.

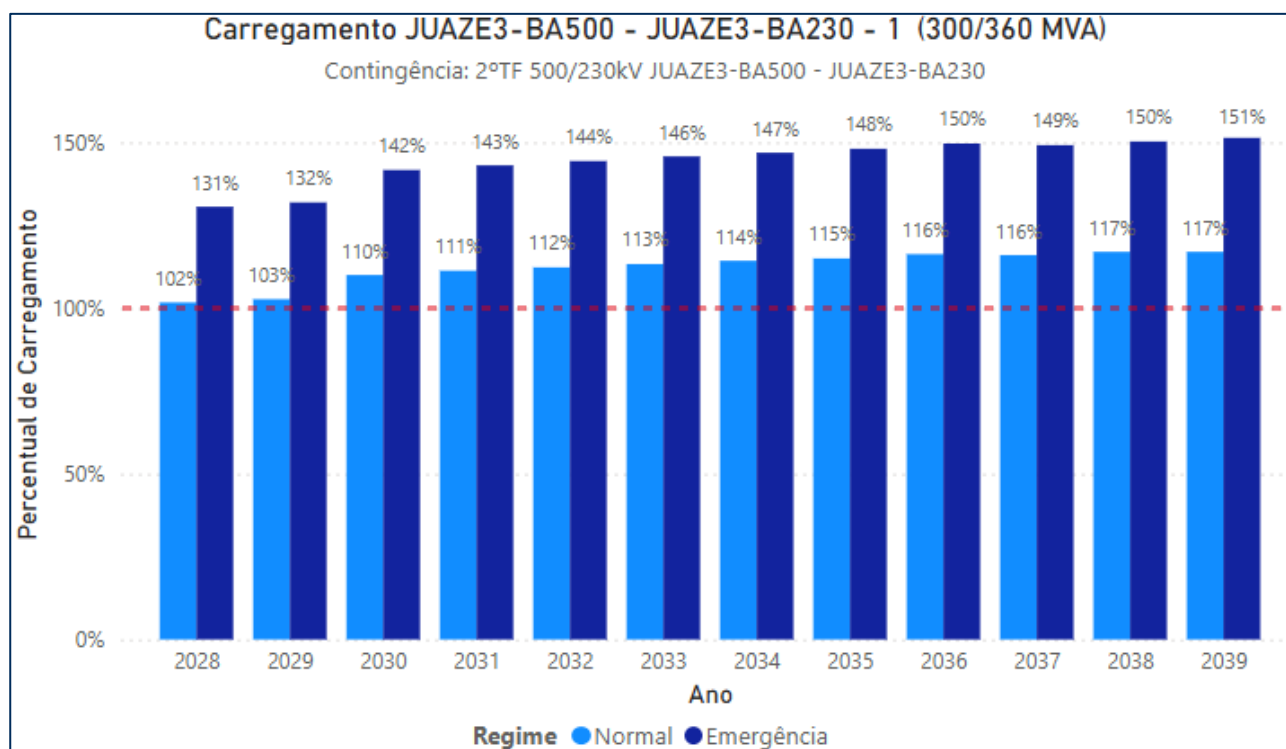


Figura 6-10 – Cenário 2 – SE Juazeiro III – ATR2 500/230 kV.

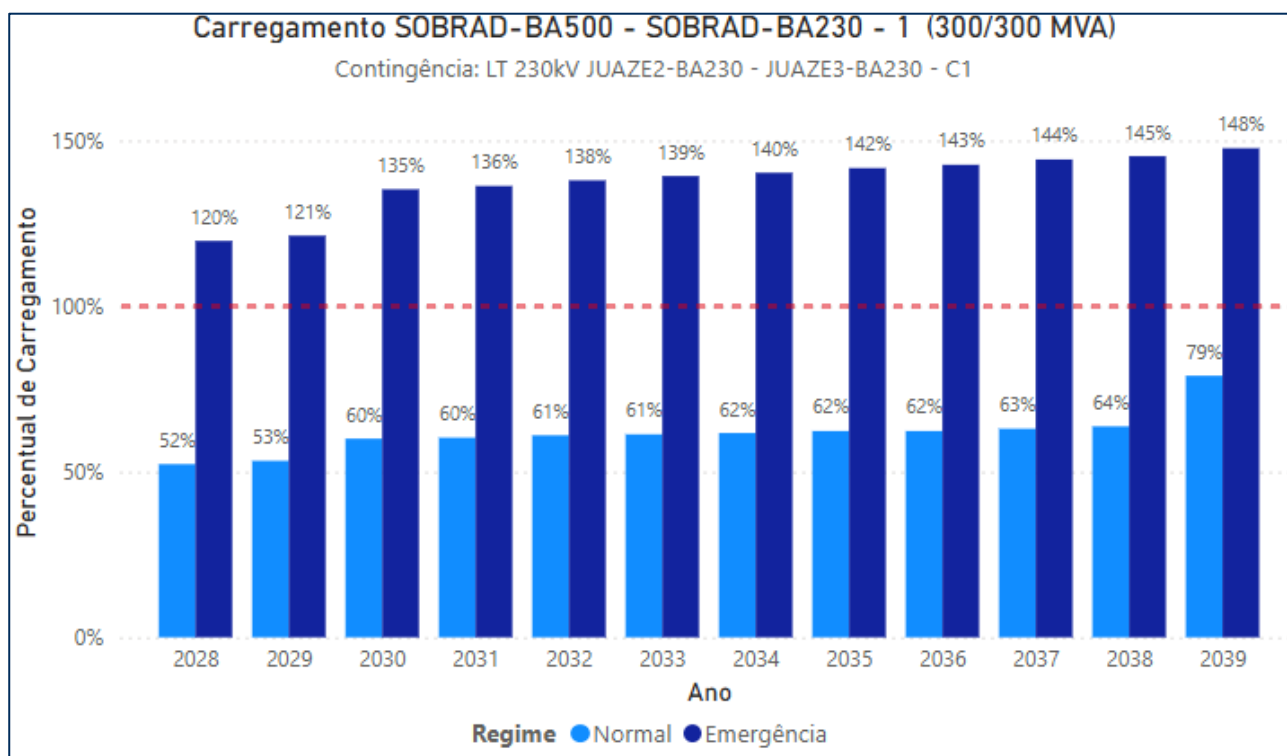


Figura 6-11 – Cenário 2 – SE Sobradinho – ATR2 500/230 kV.

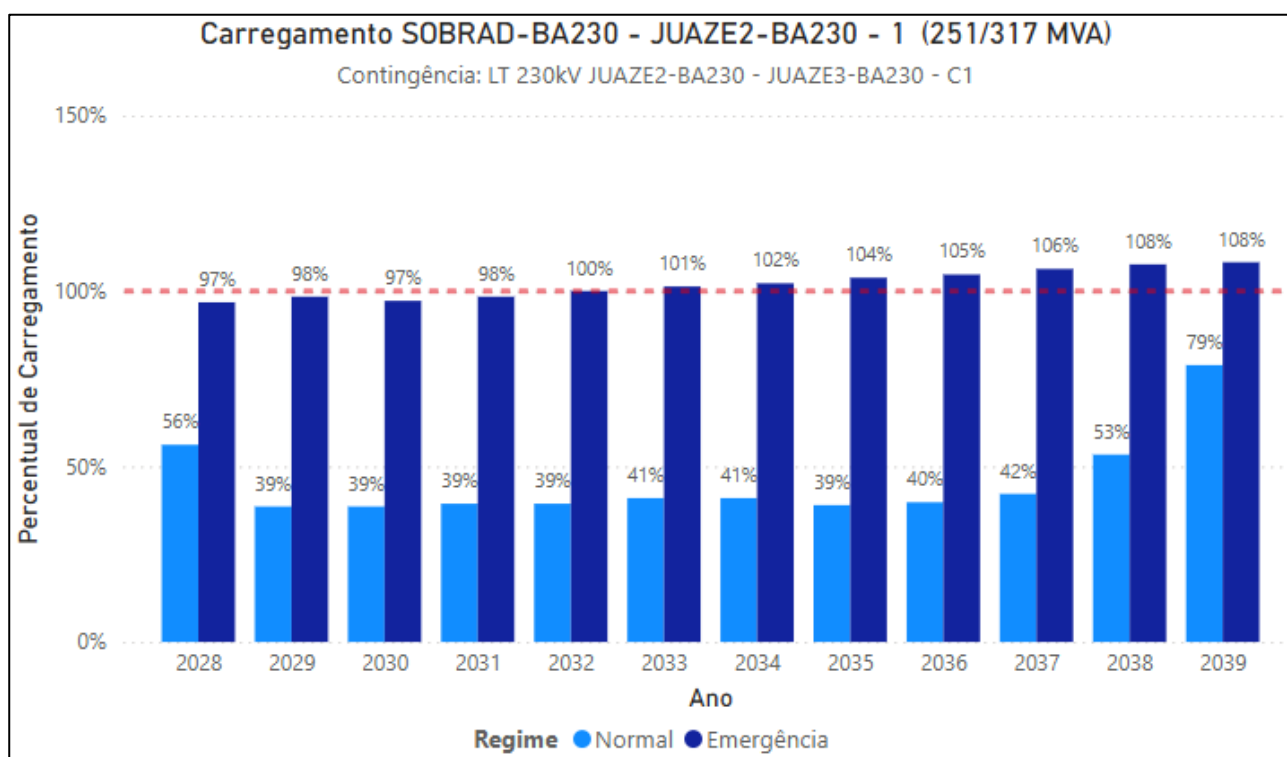


Figura 6-12 – Cenário 2 – LTs 230 kV Sobradinho-Juazeiro da Bahia C1 e C2.

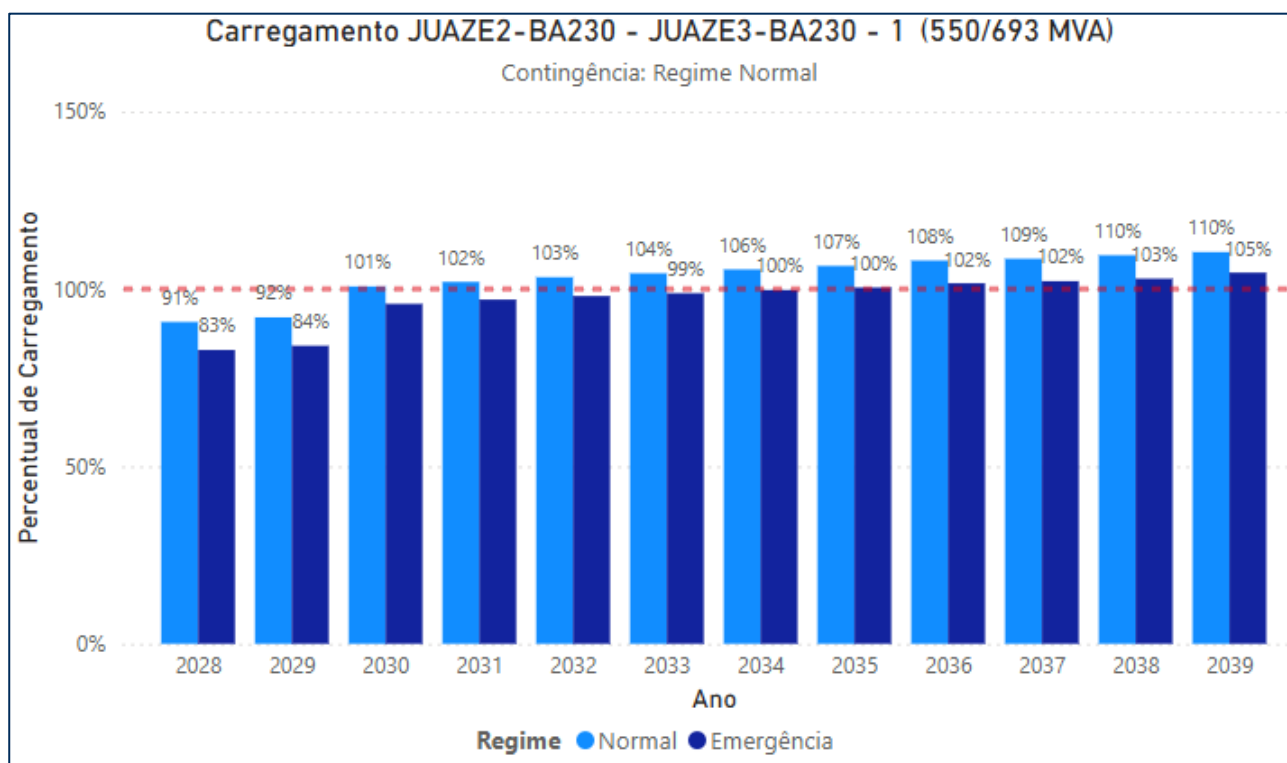


Figura 6-13 – Cenário 2 – LT 230 kV Juazeiro da Bahia II-Juazeiro da Bahia III.

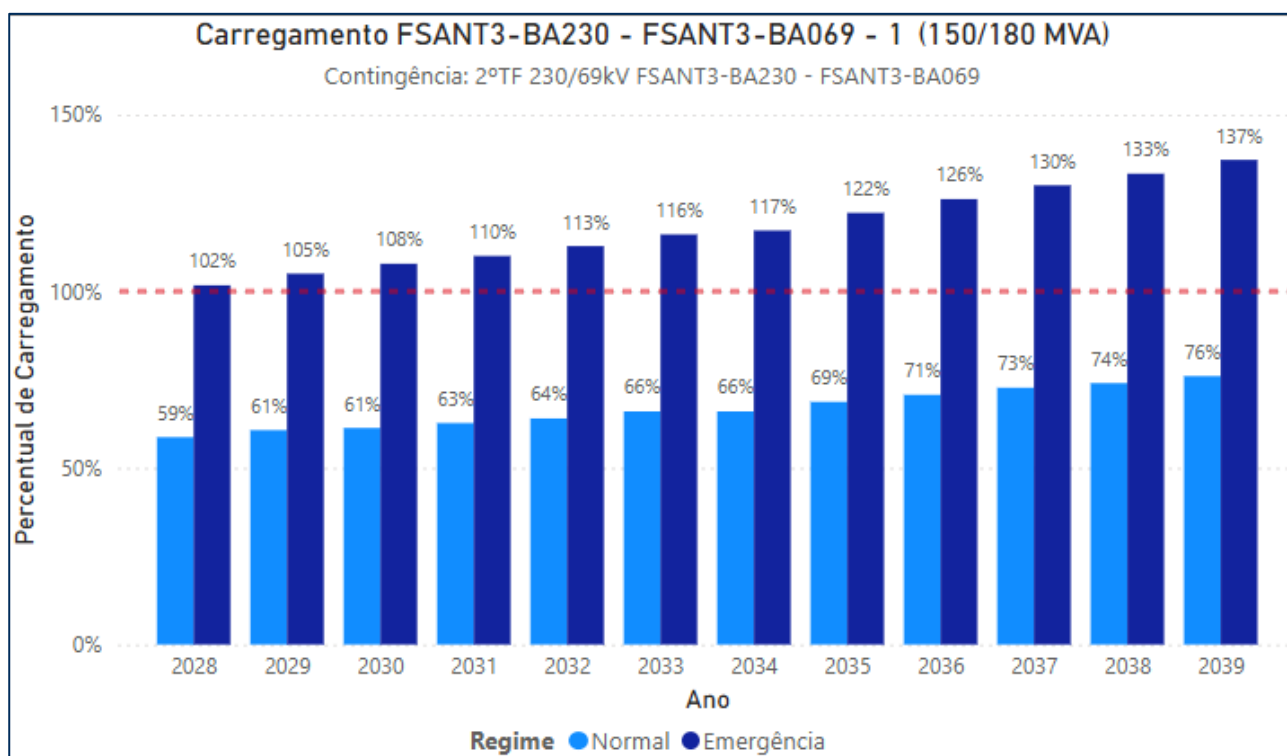


Figura 6-14 – Cenário 2 – SE Feira de Santana III – TR1 230/69 kV.

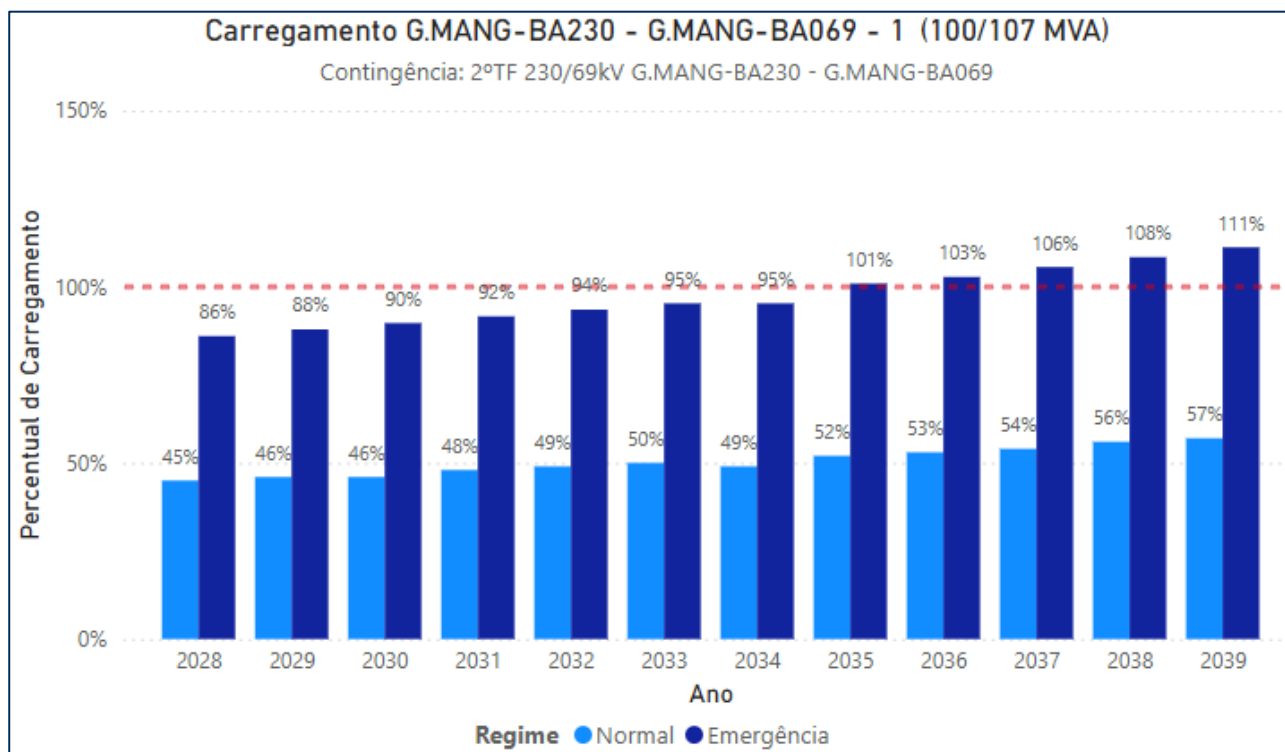


Figura 6-15 – Cenário 3 – SE Governador Mangabeira TR1 230/69 kV.

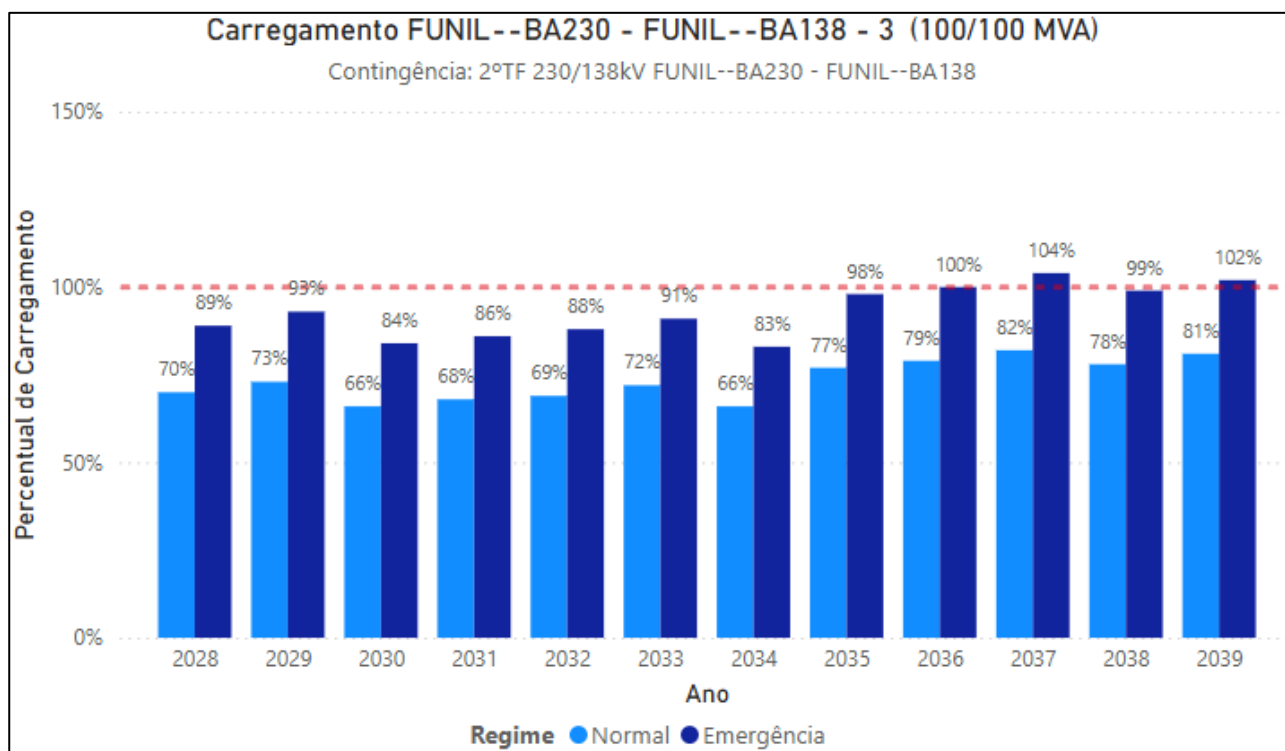


Figura 6-16 – Cenário 3 – SE Funil – TR1 230/138 kV.

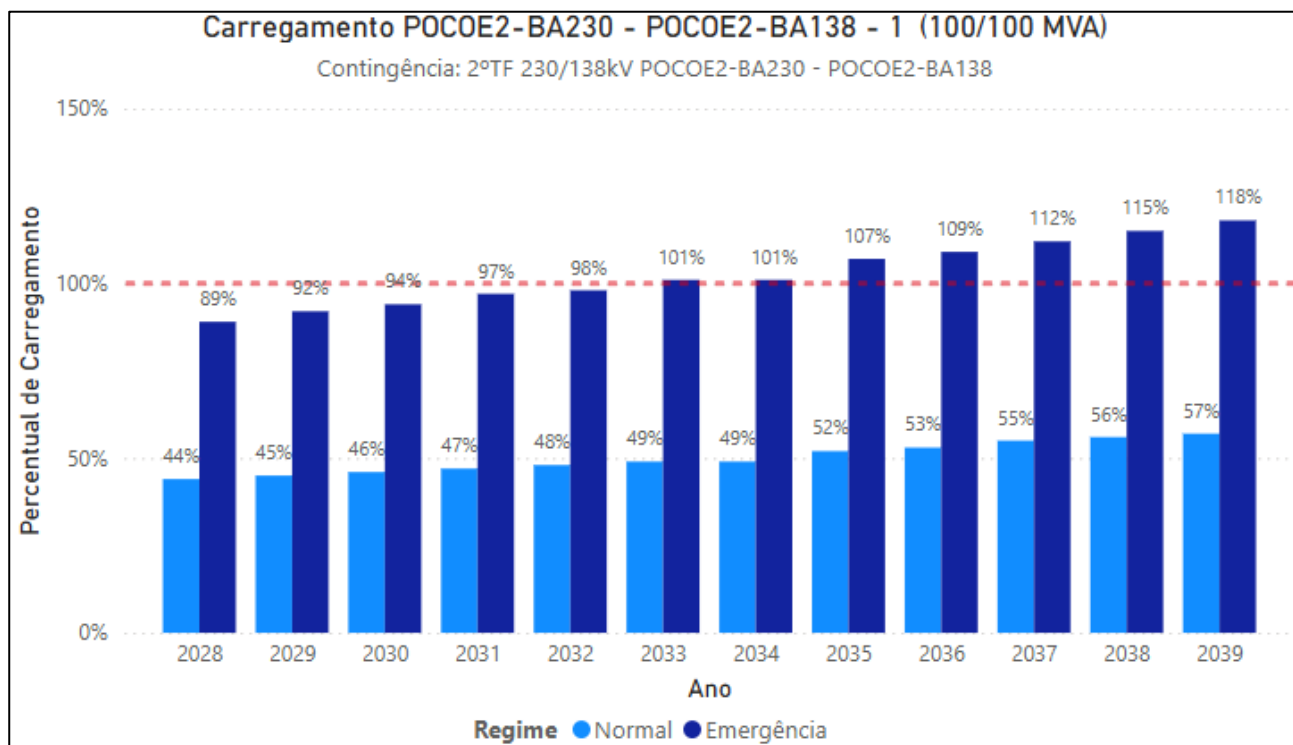


Figura 6-17 – Cenário 3 – SE Poções II – TR1 230/138 kV.

6.2.2 Violações de Tensão

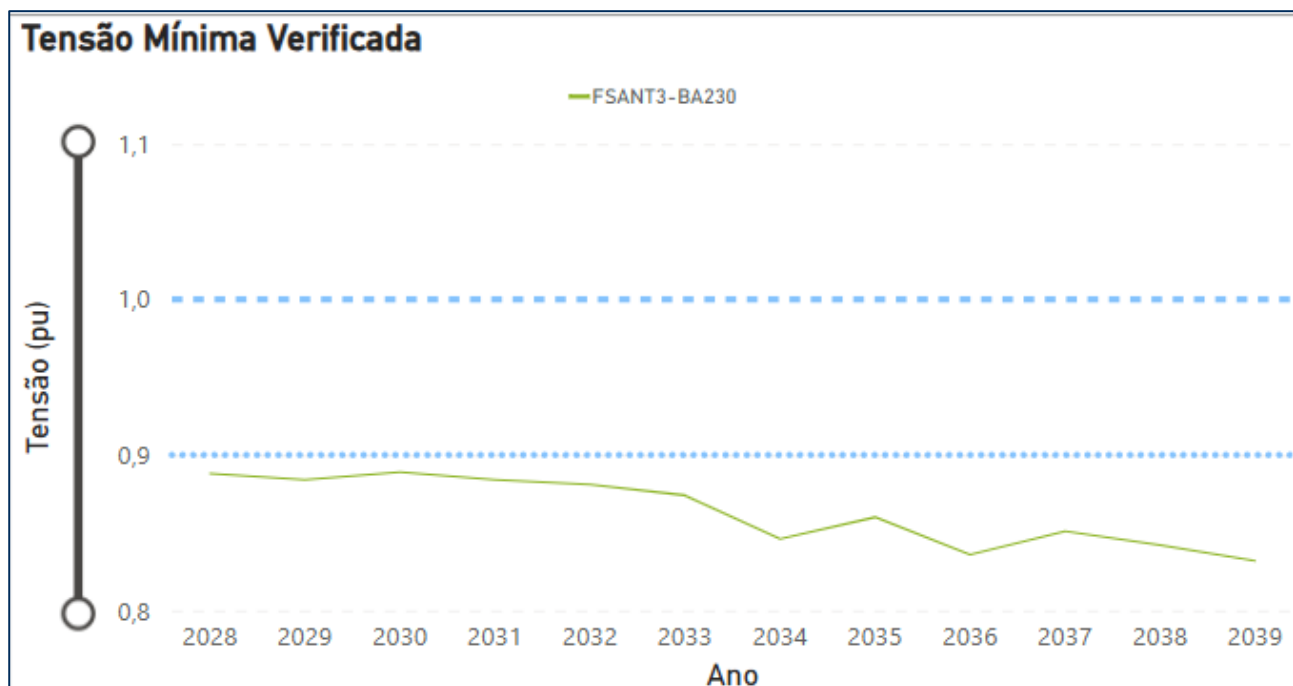


Figura 6-18 – Cenário 3 – Tensões baixas na SE Feira de Santana III em contingência simples.

6.3 Estado do Ceará

Este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Cauípe, durante os patamares de carga máxima noturna e de carga máxima diurna, em condição de operação N-1, nos anos de 2030 a 2039;

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Sobral II, durante os patamares de carga máxima noturna e de carga máxima diurna, em condição de operação N-1, nos anos de 2031 a 2039;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Pacatuba, durante os patamares de carga máxima noturna e de carga máxima diurna, em condição de operação N-1, nos anos de 2033 a 2039;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Maracanaú II, durante os patamares de carga máxima noturna e de carga máxima diurna, em condição de operação N-1, nos anos de 2036 a 2039;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Icó, durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação N-1, nos anos de 2038 a 2039;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Pici II, durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação N-1, no ano de 2039.

6.3.1 Violações de Carregamento

Foram verificadas sobrecargas nos transformadores 230/69 kV das Subestações Cauípe, Sobral II, Pacatuba, Maracanaú II, Icó e Pici II.

A Subestação Cauípe é equipada com três transformadores 230/69 kV, sendo um transformador com capacidade de potência de 100/100 MVA, um transformador com capacidade de 100/108 MVA, e um transformador com capacidade de 100/120 MVA. As sobrecargas mais críticas foram identificadas durante o patamar de carga máxima noturna. As violações ocorrem nos anos de 2030 a 2039, em condição de operação N-1, conforme apresentado na Figura 6-19. Sugere-se que a distribuidora revise as projeções de carga para essa SE nos próximos ciclos do PDE, visto que não estão compatíveis com o MUST contratado.

A Subestação Sobral II possui quatro transformadores 230/69 kV, sendo dois transformadores com capacidade de potência de 100/102 MVA, e dois transformadores com capacidade de 100/100 MVA. As sobrecargas mais críticas foram identificadas durante o patamar de carga máxima noturna. As violações ocorrem nos anos de 2031 a 2039, em condição de operação N-1, conforme apresentado na Figura 6-20. Sugere-se que a distribuidora revise as projeções de carga para essa SE nos próximos ciclos do PDE, visto que não estão compatíveis com o MUST contratado.

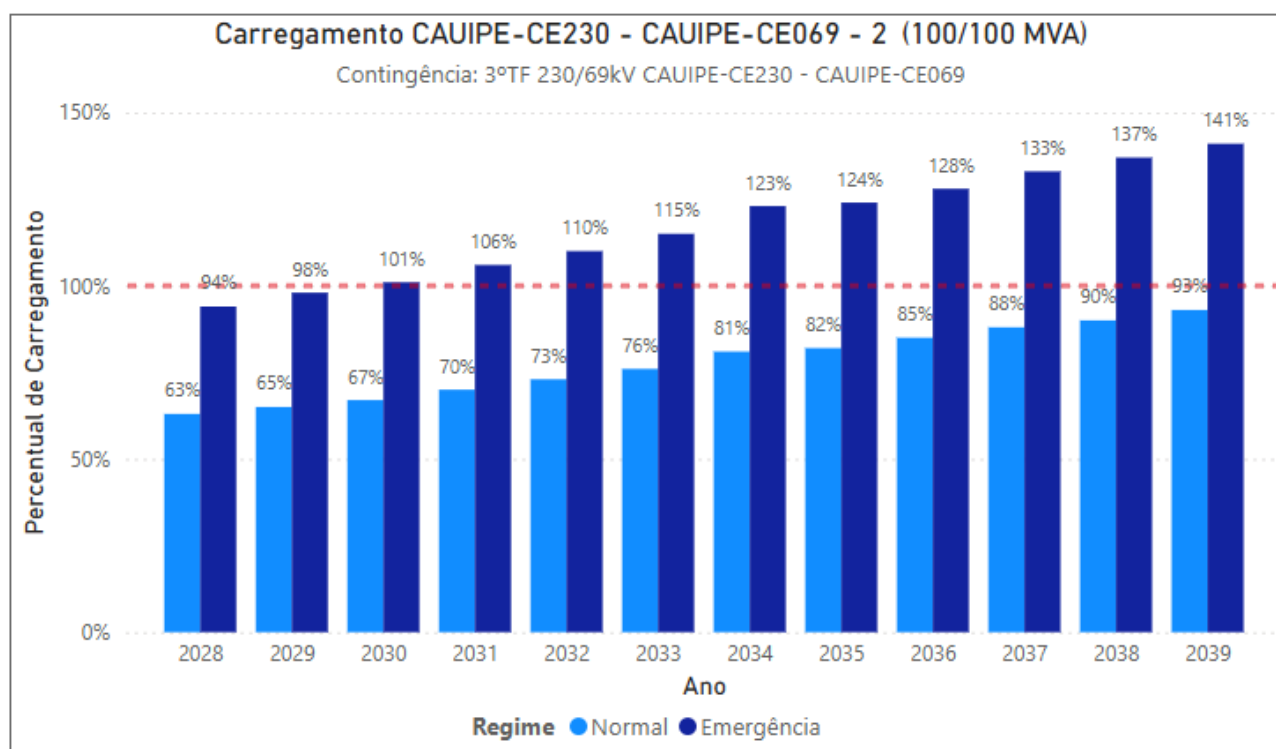


Figura 6-19 – Carga Máxima Noturna – SE Cauípe 230/69 kV T1/T2/T3

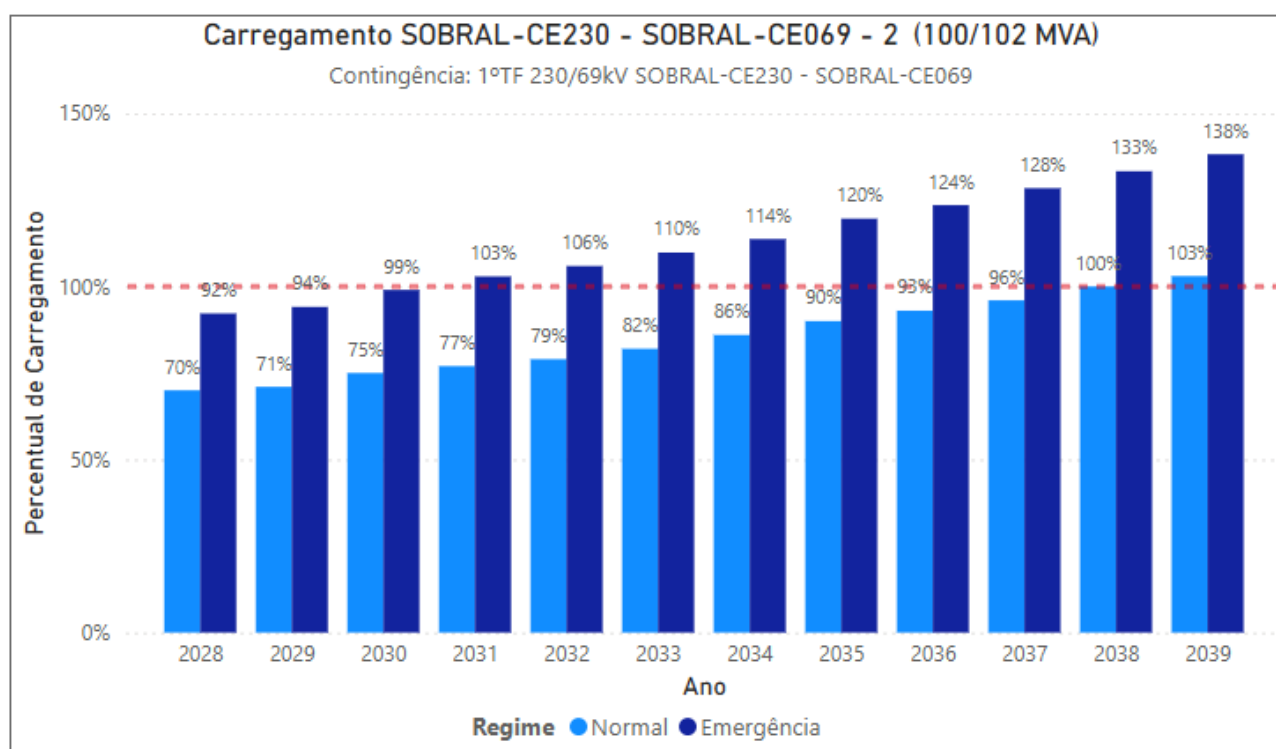


Figura 6-20 – Carga Máxima Noturna – SE Sobral II 230/69 kV T1/T2/T3/T4

A Subestação Pacatuba é equipada com dois transformadores 230/69 kV, com capacidade de 200/240 MVA. As sobrecargas mais críticas ocorrem durante o patamar de carga máxima diurna. Em condição de operação N-1, ocorrem violações nos anos de 2033 a 2039, conforme apresentado na Figura 6-21. Sugere-se que a distribuidora revise as projeções de carga para essa SE nos próximos ciclos do PDE, visto que não estão compatíveis com o MUST contratado.

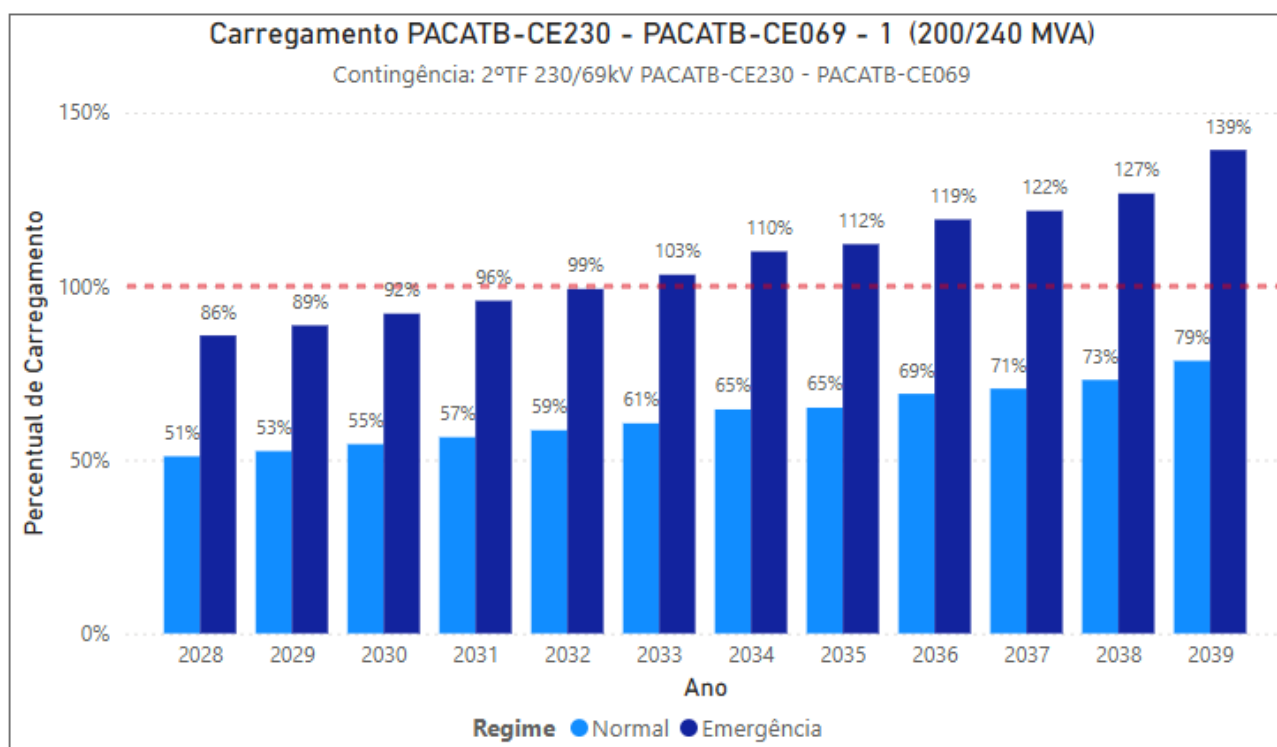


Figura 6-21 – Carga Máxima Diurna – SE Pacatuba 230/69 kV T1/T2

A Subestação Maracanaú II é equipada com três transformadores 230/69 kV, com capacidade de 150/180 MVA. As sobrecargas mais críticas ocorrem durante o patamar de carga máxima diurna. Em condição de operação N-1, ocorrem violações nos anos de 2036 a 2039, conforme apresentado na Figura 6-22.

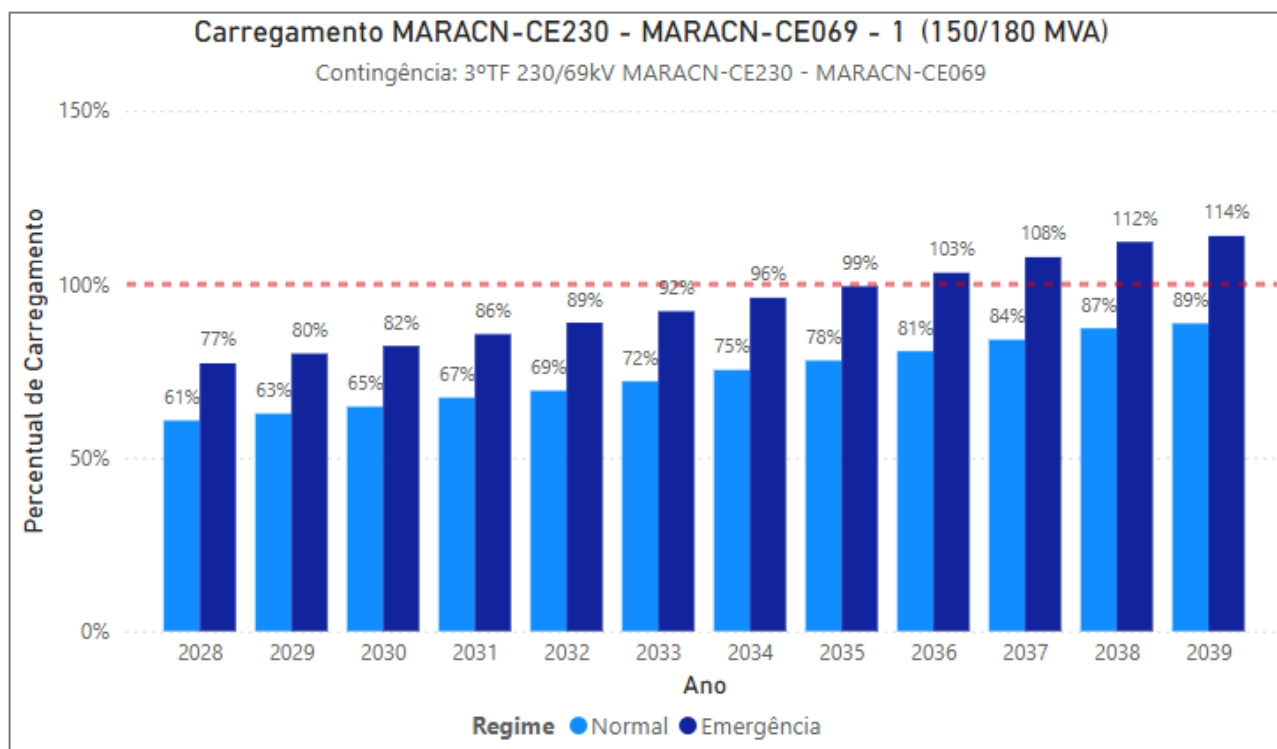


Figura 6-22 – Carga Máxima Diurna – SE Maracanaú II 230/69 kV T1/T2/T3

A Subestação Icó possui três transformadores 230/69 kV, sendo um transformador com capacidade de potência de 100/103 MVA, um transformador com capacidade de 100/107 MVA, e um transformador com capacidade de 100/120 MVA. As sobrecargas ocorrem durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação N-1, nos anos de 2038 a 2039, conforme apresentado na Figura 6-23.

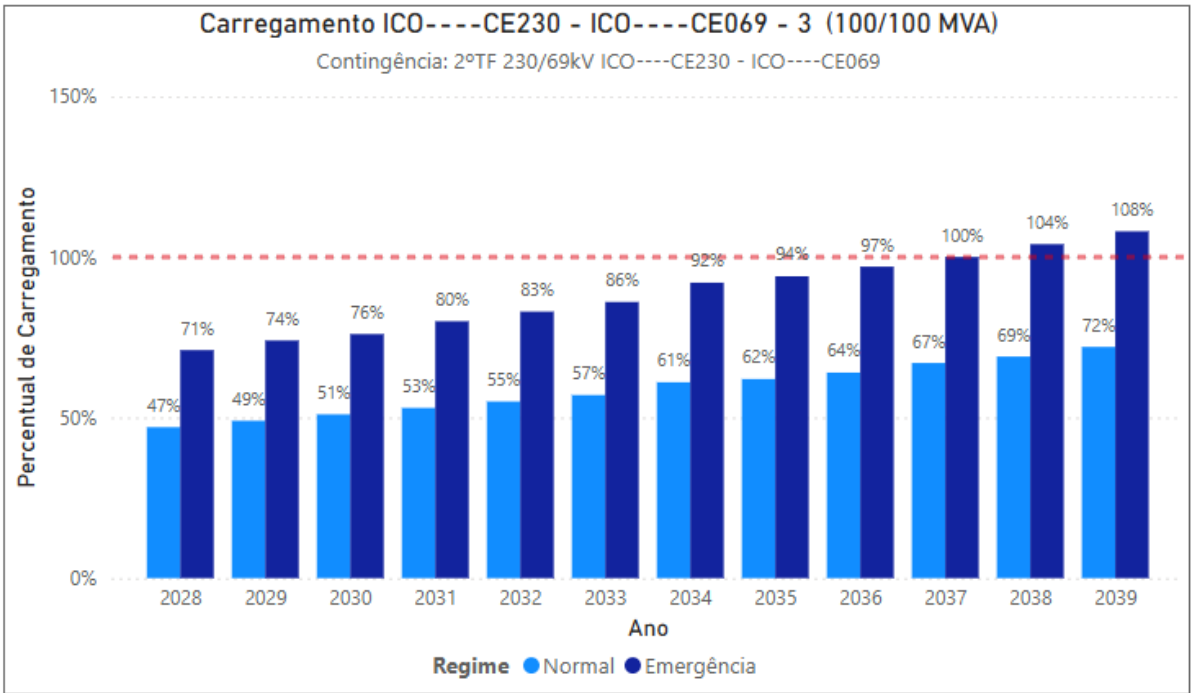


Figura 6-23 – Carga Máxima Noturna – SE Icó 230/69 kV T1/T2/T3

A Subestação Pici II possui cinco transformadores 230/69 kV, sendo um transformador com capacidade de potência de 100/107 MVA, três transformadores com capacidade de 100/105 MVA, e um transformador com capacidade de 100/120 MVA. As sobrecargas ocorrem durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação N-1, no ano de 2039, conforme apresentado na

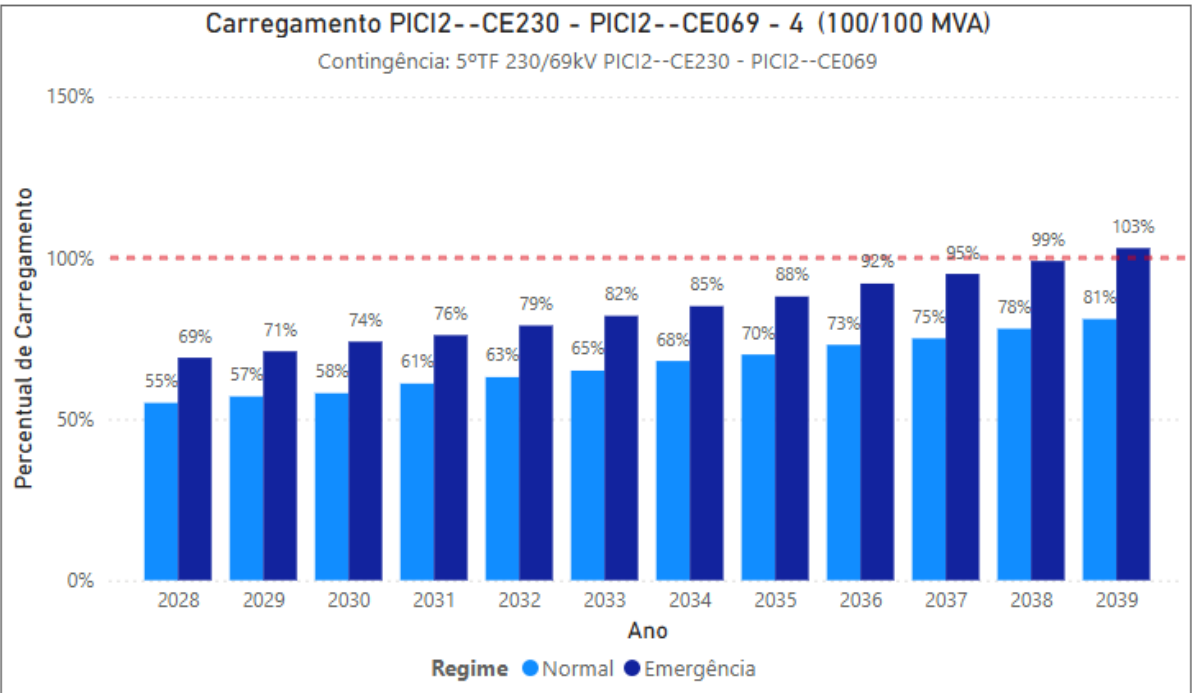


Figura 6-24.

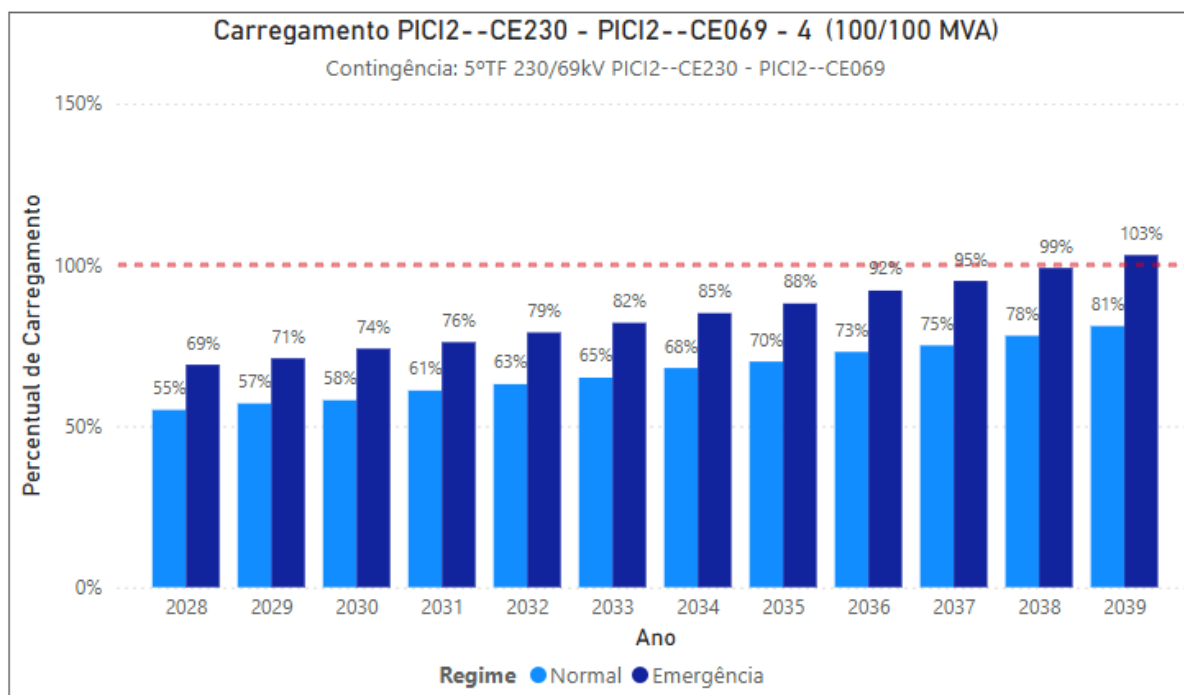


Figura 6-24 – Carga Máxima Noturna – SE Pici II 230/69 kV T1/T2/T3/T4/T5

Em relação às violações de sobrecarga previstas nas transformações de fronteira das subestações Cauípe, Sobral II, Pacatuba, Maracanaú II e Pici II, e considerando a proximidade entre estas subestações, recomenda-se a elaboração de um estudo de planejamento, com a participação da distribuidora Enel Ceará, visando a indicação de novos transformadores 230/69 kV e de transferências de carga entre as subestações de fronteira, de modo a eliminar os problemas de sobrecarga identificados neste diagnóstico.

Quanto à sobrecarga identificada na transformação da Subestação Icó, com ocorrência a partir do ano de 2038, recomenda-se o acompanhamento da evolução do carregamento nos próximos ciclos, para a atuação da EPE na definição de solução estrutural.

6.4 Estado da Paraíba

Este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Milagres – Coremas II C1 e C2, patamares de carga máxima diurna e máxima noturna, em condição de operação N-1, nos anos de 2028 a 2039;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Coremas II, durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação N-1, nos anos de 2028 a 2039;
- Subtensão na barra de 230 kV da Subestação Coremas II, durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação N-1, nos anos de 2028 a 2039.

6.4.1 Violações de Carregamento

Foram verificados problemas de sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Milagres – Coremas II C1 e C2 e de sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Coremas II.

A conexão entre as Subestações Milagres e Coremas II é feita por meio de dois circuitos simples de 230 kV com capacidade de potência de 251/317 MVA e 291/291 MVA. As sobrecargas foram encontradas durante os patamares de carga máxima diurna e máxima noturna, em condição de operação N-1, nos anos de 2028 a 2039, conforme apresentado na Figura 6-25.

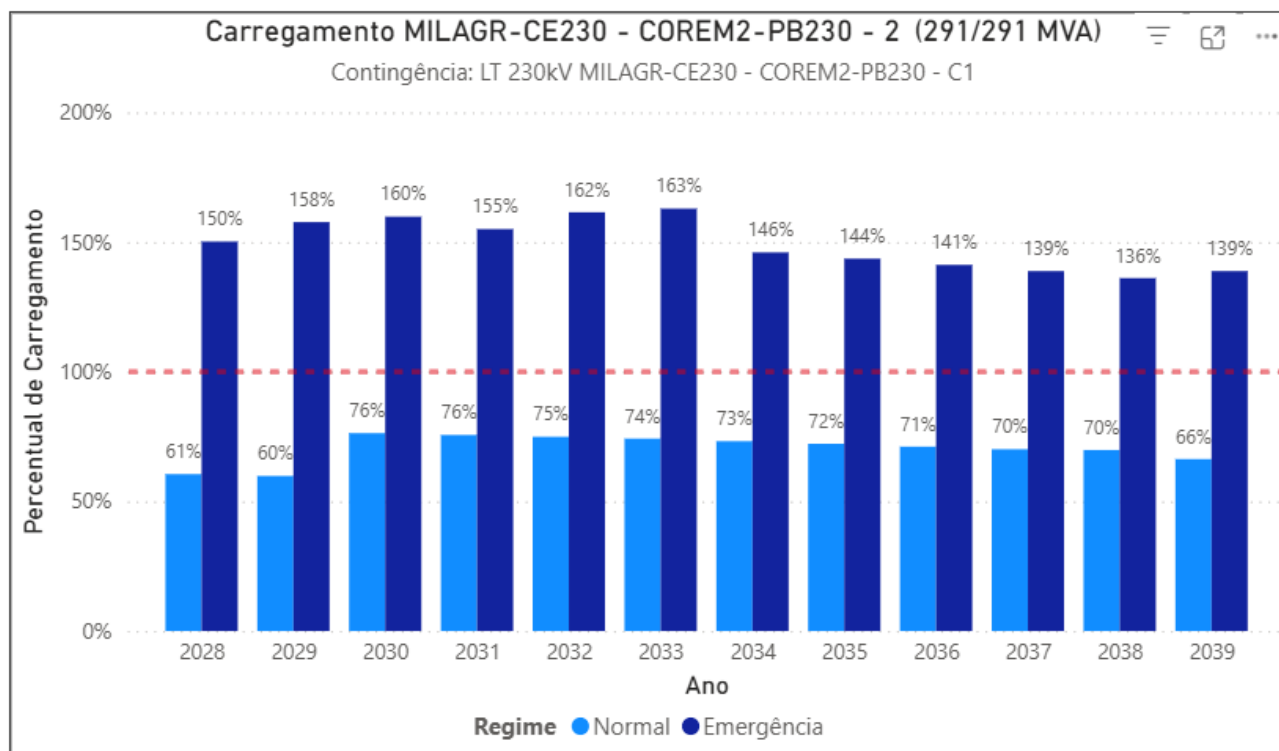


Figura 6-25 – Carga Máxima Noturna e Máxima Diurna – LTs 230 kV Milagres – Coremas II C1/C2

A Subestação Coremas II é equipada com quatro transformadores 230/69 kV, sendo um transformador com capacidade de potência de 100/100 MVA, dois transformadores com capacidade de 100/104 MVA e um transformador com capacidade de 100/120 MVA. As sobrecargas foram identificadas durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação N-1, nos anos de 2028 a 2039, conforme apresentado na Figura 6-26.

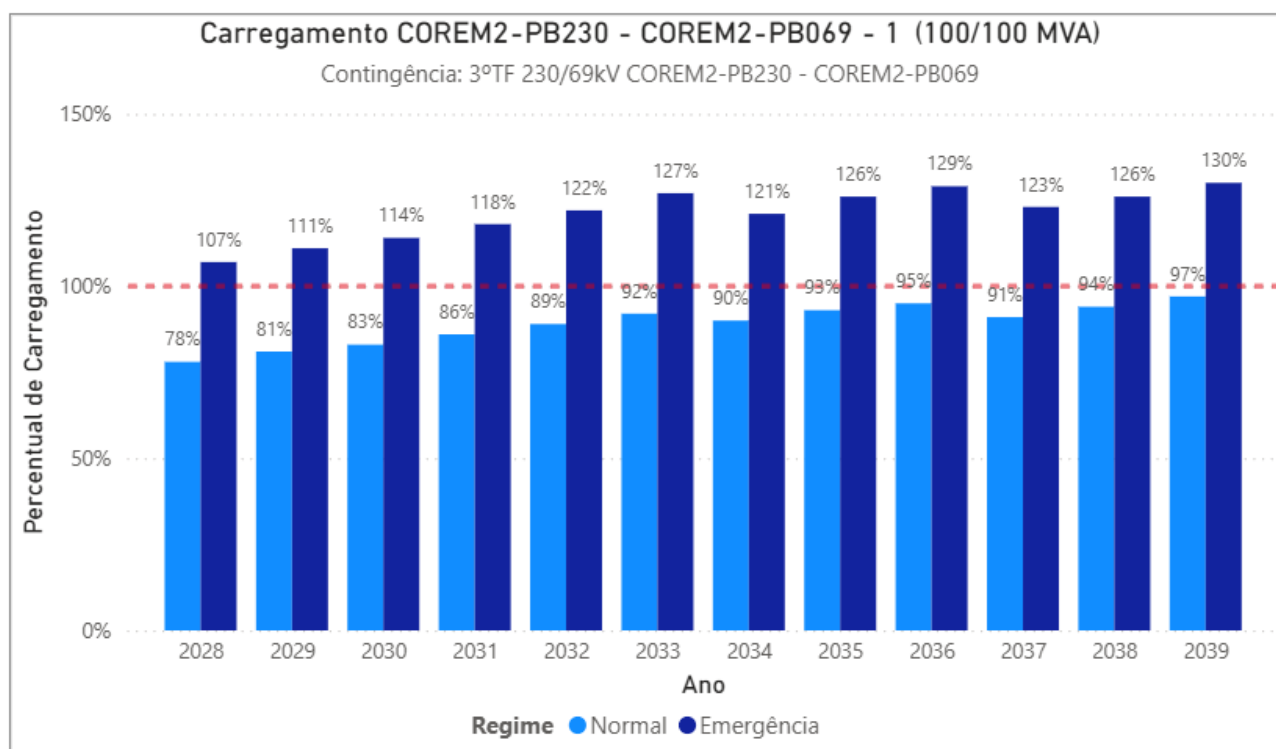


Figura 6-26 – Carga Máxima Noturna – SE Coremas II 230/69 kV T1/T2/T3/T4

Cabe destacar que as violações listadas acima já haviam sido identificadas no ciclo anterior do PDE 2033 e no PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029. A solução estrutural para esses problemas está sendo avaliada em conjunto no estudo “Estudo de Atendimento aos sertões de Pernambuco e da Paraíba”, com participação da EPE, da transmissora Eletrobras e da distribuidora Energisa Paraíba, e previsão de término em setembro de 2025.

É importante informar ainda que os casos de referência utilizados neste diagnóstico foram atualizados com os dados de mercado das subestações de fronteira João Pessoa II, Mussurú II e Santa Rita II enviados pela distribuidora Energisa Paraíba para o diagnóstico regional do PDE 2035, com o intuito de utilizar a última atualização dos dados e de refletir as transferências de carga recomendadas no estudo de planejamento EPE-DEE-RE-045/2023 “Estudo de Atendimento à Região Metropolitana de João Pessoa”, emitido em novembro de 2023, com participação da distribuidora Energisa Paraíba, pois os dados de mercado enviados para o PDE 2034 não consideravam as transferências de carga.

6.4.2 Violações de Tensão

Foram observadas subtensões na barra de 230 kV da Subestação Coremas II, durante o patamar de carga máxima noturna, nos anos de 2028 a 2039, na contingência de uma das Linhas de Transmissão 230 kV Milagres – Coremas II C1 e C2.

Cabe destacar que essa violação de tensão já havia sido identificada no ciclo do PDE 2033 e que a solução estrutural para esse problema também está sendo avaliada no estudo “Estudo de Atendimento aos sertões de Pernambuco e da Paraíba”.

6.5 Estado de Pernambuco

Este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Mirueira, durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação N-1 nos anos de 2028 a 2036;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Tacaimbó, durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação N-1 nos anos de 2036 a 2039;
- Sobrecarga nos transformadores 230/69 kV da Subestação Ribeirão, durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação N-1, nos anos de 2038 a 2039;

6.5.1 Violações de Carregamento

Foram observados problemas de sobrecarga nos transformadores 230/69 kV das Subestações Mirueira, Tacaimbó e Ribeirão.

Em relação à Subestação Mirueira, o estudo de planejamento EPE-DEE-RE-070/2024 “Estudo de Atendimento à Região de Mirueira, no estado de Pernambuco”, emitido em dezembro de 2024, com participação da EPE, da transmissora Eletrobras e da distribuidora Neoenergia Pernambuco, identificou a sobrecarga nos transformadores 230/69 kV e recomendou solução estrutural capaz de resolver as violações da região no horizonte de 2027 a 2038. O estudo recomendou, entre outras obras, a desativação por final de vida útil dos quatro transformadores 230/69 kV existentes com capacidade de potência de 100/106 MVA e a implantação de dois novos transformadores com capacidade de potência de 200/240 MVA em 2028. Além disso, o estudo recomendou a implantação do 3º transformador de potência de 200/240 MVA em 2037.

Cabe destacar que os casos de referência utilizados neste diagnóstico foram atualizados com as obras recomendadas pelo estudo e com os dados de mercado das subestações de fronteira Mirueira, Mirueira II e Bongi enviados pela distribuidora Neoenergia Pernambuco para o diagnóstico regional do PDE 2035, com o intuito de utilizar a última atualização dos dados e de refletir as transferências de carga recomendadas no estudo de planejamento, pois as mesmas não haviam sido consideradas nos dados do PDE 2034. No entanto, foram observadas diferenças significativas entre os dados de mercado utilizados no estudo de planejamento e os dados preliminares encaminhados para o ciclo do PDE 2035, conforme mostra a Tabela 6-1. Como consequência, conforme apresentado na Figura 6-2 este diagnóstico voltou a encontrar sobrecargas nos transformadores 230/69 kV da Subestação Mirueira, durante o patamar de carga máxima noturna, em condição de operação N-1, nos anos de 2028 a 2036. Esse problema é resolvido em 2037 com a entrada em operação do 3º transformador.

Dessa forma, recomenda-se a verificação do mercado por parte da distribuidora, de modo a esclarecer as diferenças dos dados de mercado em relação ao estudo de planejamento e, em se confirmando os dados enviados para início do ciclo do PDE 2035, eventualmente antecipar a implantação do 3º transformador.

Tabela 6-1 – Comparação Estudo EPE-DEE-RE-070/2024 x PDE 2035 – Carga Pesada

Ano	Estudo EPE-DEE-RE-070/2024						PDE 2035					
	Mirueira		Mirueira II		Bongi		Mirueira		Mirueira II		Bongi	
	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]	P [MW]	Q [Mvar]
2028	197,0	-38,0	202,2	-26,4	298,6	53,6	238,8	56,8	184,5	34,3	336,2	42,5
2029	206,3	-42,4	211,8	-19,8	300,3	48,6	243,7	58,0	188,3	35,0	343,2	43,4
2030	211,6	-38,6	218,7	41,1	306,0	53,7	247,0	58,7	190,9	35,5	347,8	43,9
2031	216,6	-29,0	198,9	-1,8	339,6	90,2	250,0	59,4	193,1	35,9	352,0	44,5
2032	214,4	-33,6	201,0	8,1	360,4	92,5	252,1	60,0	194,8	36,2	355,0	44,8
2033	219,6	-27,6	206,4	5,7	369,0	99,1	256,6	61,0	198,3	36,9	361,3	45,6
2034	224,8	-24,6	211,8	17,4	377,7	85,2	260,4	61,9	201,2	37,4	366,7	46,3
2035	230,2	-19,8	217,2	22,8	386,7	92,8	264,7	62,9	204,5	38,0	372,7	47,1
2036	235,8	14,6	222,9	28,2	396,0	122,9	269,2	64,0	208,0	38,7	379,0	47,9
2037	241,5	-9,0	228,6	24,0	392,7	97,8	273,8	65,1	211,6	39,3	385,6	48,7
2038	247,5	-0,9	234,3	31,5	415,0	120,1	278,7	66,3	215,4	40,0	392,5	49,6
2039	-	-	-	-	-	-	283,8	67,5	219,3	40,8	399,7	50,5

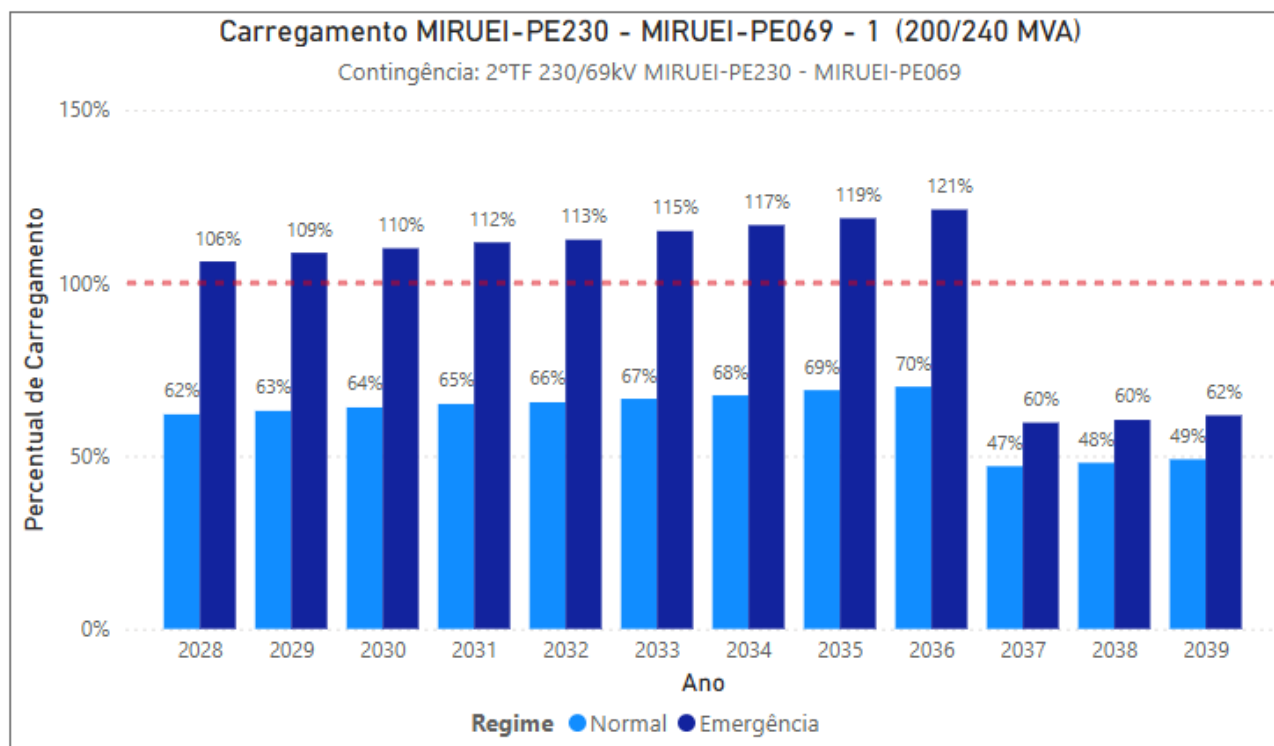


Figura 6-27 – Carga Máxima Noturna – SE Mirueira 230/69 kV T1/T2/T3/T4

A Subestação Tacaimbó conta com quatro transformadores 230/69 kV, sendo dois transformadores com capacidade de potência de 100/105 MVA, um transformador de 100/107 MVA e um transformador de 100/120 MVA. As sobrecargas foram identificadas em condição de operação N-1, durante patamar de carga máxima noturna, nos anos de 2036 a 2039, conforme apresentado na Figura 6-23.

É importante ressaltar que o PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029 prevê carregamentos nos transformadores 230/69 kV da Subestação Tacaimbó superiores à capacidade operativa de curta duração já no ano de 2025. Devido às divergências entre as análises da EPE e do ONS, recomenda-

se a compatibilização da topologia de rede e dos dados de mercado utilizados, a fim de se estabelecer a real necessidade novas soluções.

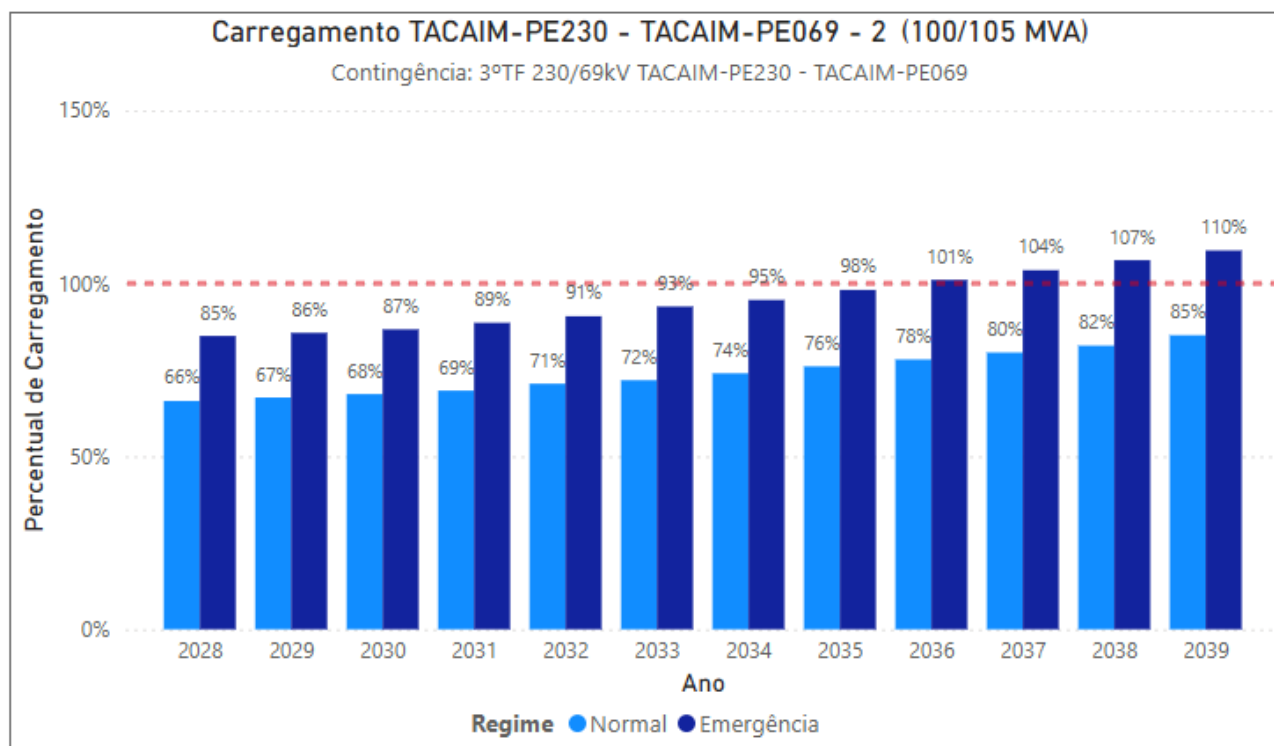


Figura 6-28 – Carga Máxima Noturna – SE Tacaimbó 230/69 kV T1/T2/T3/T4

Por fim, a Subestação Ribeirão conta com quatro transformadores 230/69 kV, sendo um transformador com capacidade de potência de 100/120 MVA, um transformador de 100/106 MVA, um transformador de 100/100 MVA e um transformador de 100/107 MVA. As sobrecargas foram identificadas em condição de operação N-1, durante patamar de carga máxima noturna, nos anos de 2038 a 2039, conforme apresentado na Figura 6-29.

Já o PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029 prevê carregamentos dos transformadores de fronteira da Subestação Ribeirão da ordem de 95% em 2029, o que demonstra maior proximidade de sobrecarga em relação ao PDE 2034. Dessa forma, recomenda-se o acompanhamento da evolução do carregamento no próximo ciclo, para, se necessário, a atuação da EPE na definição de solução estrutural.

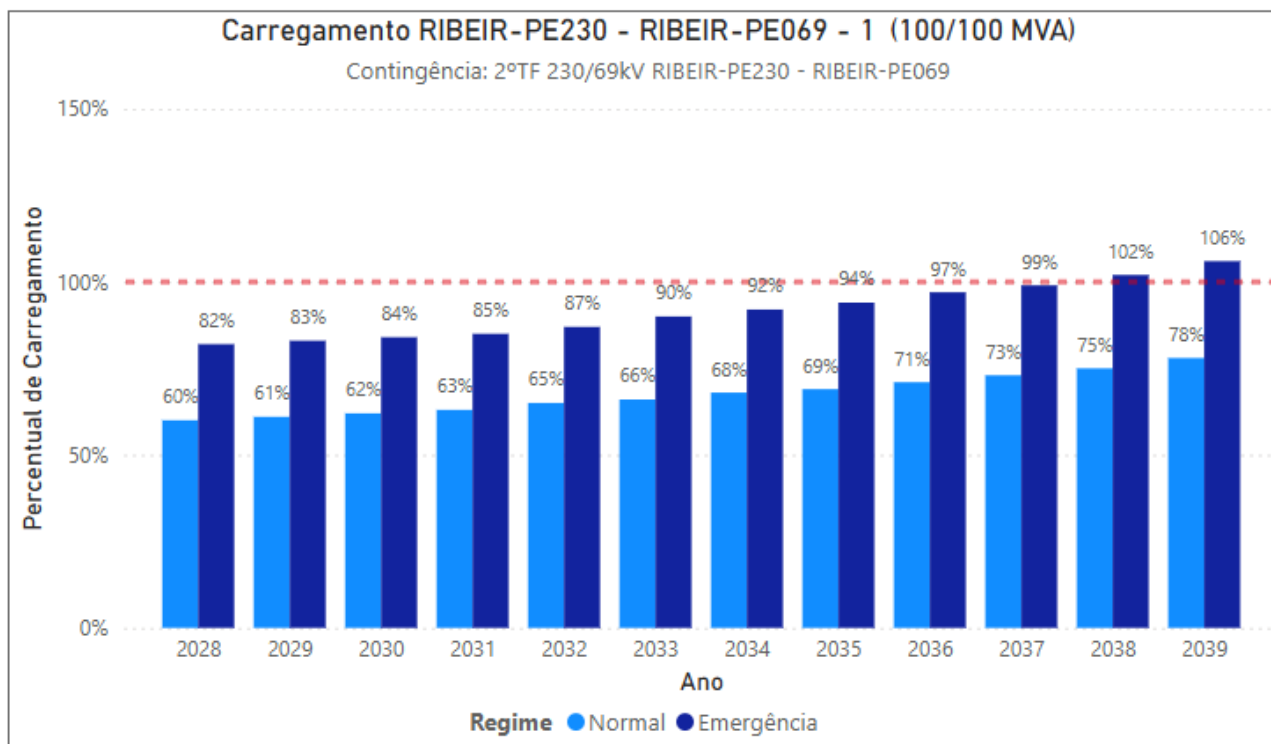


Figura 6-29 – Carga Máxima Noturna – SE Ribeirão 230/69 kV T1/T2/T3/T4

6.6 Estado do Piauí

Este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Carregamento elevado na Linha de Transmissão 500 kV Sol de Itaeira – Boa Esperança C1, durante todo o horizonte, no patamar de carga máxima diurna do Cenário 2, em condição de operação normal, e sobrecarga no ano de 2039.

6.6.1 Violações de Carregamento

A Linha de Transmissão 500 kV Sol de Itaeira – Boa Esperança C1 possui capacidade de potência de 1.732/2.165 MVA. Foram encontradas sobrecargas, durante o patamar de carga máxima diurna, em condição de operação normal, no ano de 2039, no entanto observou-se carregamento elevado durante todo o horizonte de análise, conforme mostra a Figura 6-31.

A Subestação Sol de Itaeira é responsável pela conexão do Complexo Fotovoltaico Sol de Itaeira, com capacidade instalada de cerca de 1.300 MVA de geração, via seccionamento da Linha de Transmissão 500 kV São João do Piauí - Boa Esperança, conforme Parecer de Acesso ONS DTA-2023-PA-0112-R0.

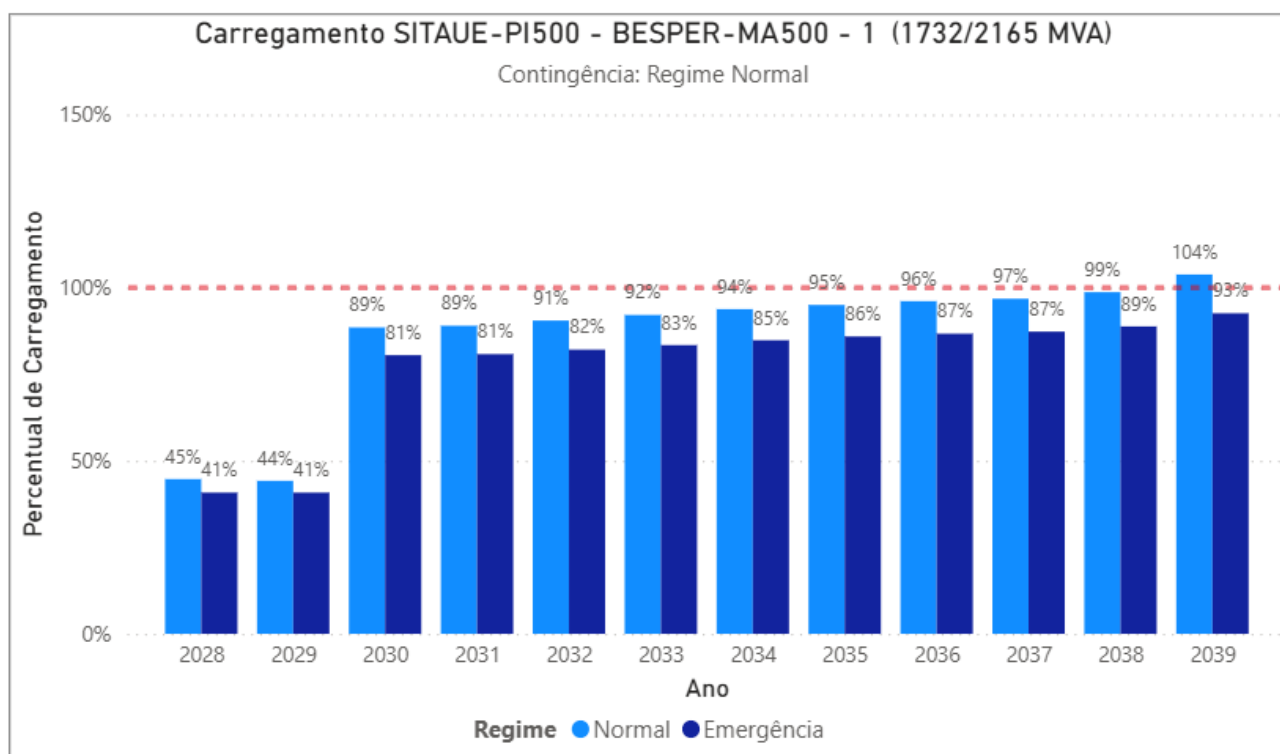


Figura 6-30 – Cenário 2 – Carga Máxima Diurna – LT 500 kV Sol de Itauera – Boa Esperança C1

A solução para esse problema está sendo estudada pela EPE no “Estudo prospectivo para inserção de cargas de hidrogênio na região Nordeste”, com previsão de término em dezembro de 2025.

Por fim, é importante informar que os casos de referência utilizados neste diagnóstico foram atualizados com os dados de mercado das subestações de fronteira Teresina, Parnaíba III e São João do Piauí enviados pela distribuidora Equatorial Piauí para o diagnóstico regional do PDE 2035, devido a inconsistências nos dados de mercado do PDE 2034.

6.7 Estado do Rio Grande do Norte

Este diagnóstico identificou as seguintes violações operativas:

- Carregamento elevado na Linha de Transmissão 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2, durante todo o horizonte, no patamar de carga máxima diurna do Cenário 2, em condição de operação N-1, e sobrecarga nos anos de 2028 a 2029;
- Sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Açú III – Mossoró II C1 e C2, durante o patamar de carga máxima diurna do Cenário 2, em condição de operação N-1, nos anos de 2031 a 2039.

6.7.1 Violações de Carregamento

Foram verificados problemas de sobrecarga nas Linhas de Transmissão 230 kV Lagoa Nova – Paraíso C2 e Açú III – Mossoró II C1 e C2.

A conexão entre as Subestações Lagoa Nova II e Paraíso é realizada por meio de dois circuitos simples de 230 kV com capacidade de potência de 554/697 MVA e 299/299 MVA. Foram

encontradas sobrecargas no Circuito 2, durante o patamar de carga máxima diurna, em condição de operação N-1, nos anos de 2028 a 2029, conforme mostra a Figura 6-31.

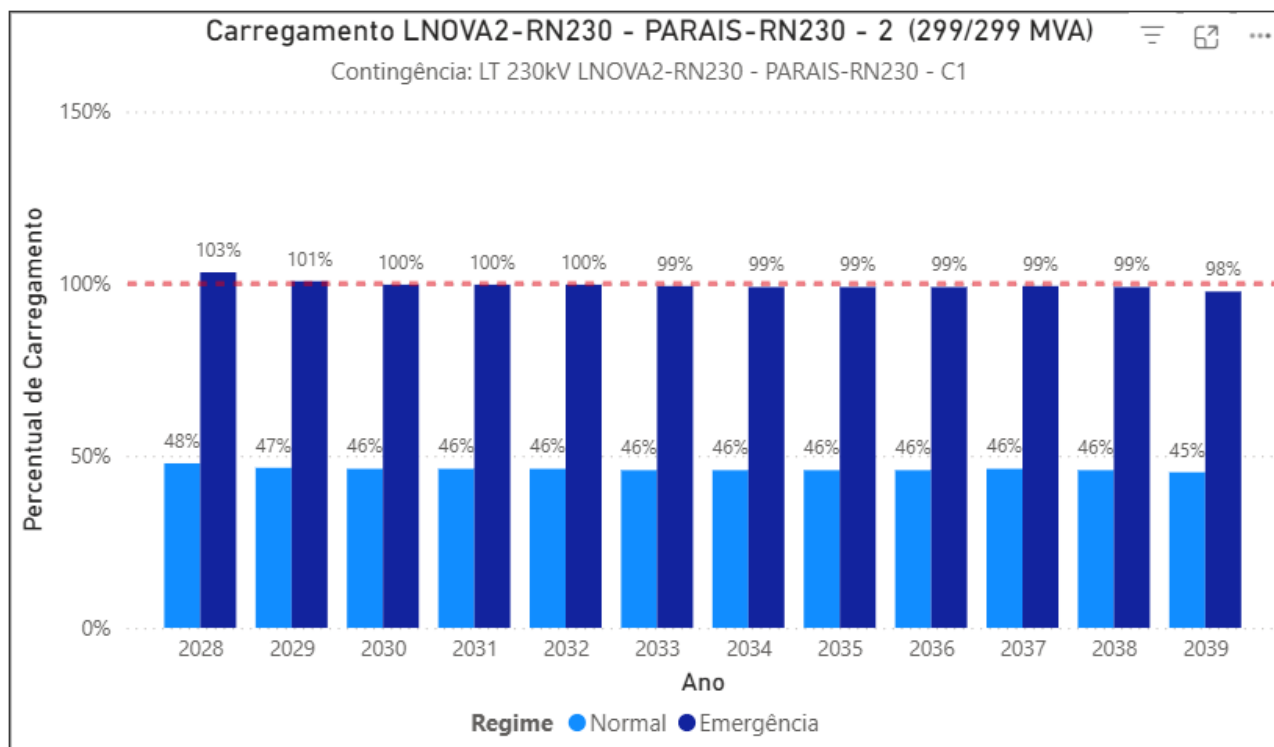


Figura 6-31 – Cenário 2 – Carga Máxima Diurna – LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2

É importante mencionar que o PAR/PEL 2024 – Ciclo 2025-2029 também identificou as violações de sobrecarga na Linha de Transmissão 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 e recomendou, como solução conjuntural, a implantação de um SEP de corte de geração na SE Lagoa Nova II, desligando a LT 230 kV Lagoa Nova II – Acauã e a restrição de geração eólica e fotovoltaica conectadas na Área Leste do Nordeste.

As Linhas de Transmissão 230 kV Açú III – Mossoró II C1 e C2 foram construídas em torres de circuito simples com capacidade de potência de 300/300 MVA e 299/357 MVA, respectivamente. Foram observadas sobrecargas nos dois circuitos, sendo mais crítico no circuito 1, durante o patamar de carga máxima diurna, na contingência da Linha de Transmissão 500 kV Açú III – Jaguaruana II C1, como mostra a Figura 6-27. As violações no circuito 1 ocorrem nos anos de 2031 a 2039, e no circuito 2 de 2038 a 2039.

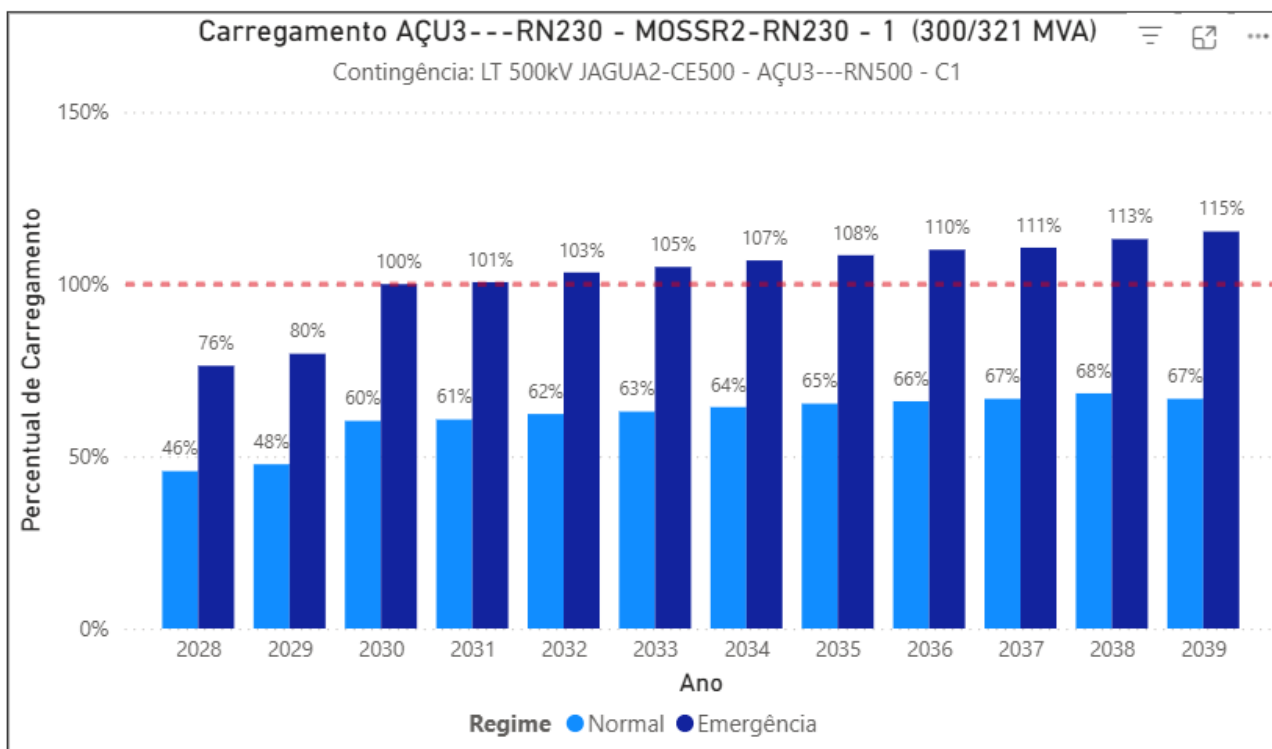


Figura 6-32 – Cenário 2 – Carga Máxima Diurna – LT 230 kV Açú III – Mossoró II C1/C2

Cabe destacar que a solução estrutural para as violações operativas previstas nas Linhas de Transmissão 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C2 e Açú III – Mossoró II C1 e C2 será definida pelo estudo de planejamento “Estudo prospectivo para inserção de cargas de hidrogênio na região Nordeste”, visto que as linhas de transmissão em questão conectam as regiões geradoras de energia renovável com os polos produtores de hidrogênio. Este estudo se encontra em fase de execução, com previsão de término em dezembro de 2025.

6.8 Estado de Sergipe

É importante ressaltar que as obras que foram recomendadas no estado de Sergipe nos últimos anos, estão representadas nos casos base do Plano Decenal 2034 e afetam os resultados obtidos nas avaliações de desempenho elétrico.

Levando-se em consideração as expansões indicadas anteriormente, as análises realizadas para o sistema elétrico de transmissão do estado de Sergipe apresentaram desempenho satisfatório em todo o horizonte analisado e, portanto, não foram identificadas quaisquer violações de carregamento ou de tensão.

7 ANÁLISE COMPLEMENTAR – AVALIAÇÃO DE FLUXO REVERSO NAS TRANSFORMAÇÕES DE FRONTEIRA DA REDE BÁSICA

Dentre as diversas mudanças que vem ocorrendo no sistema elétrico brasileiro (SEB) nas últimas 2 décadas, o crescimento da geração renovável eólica e fotovoltaica, também na forma de Mini e Microgeração Distribuída Fotovoltaica (MMGD-FV), é um dos fenômenos mais relevantes dada a sua dimensão e granularidade, com impactos que abrangem desde aspectos técnicos até arranjos contratuais e regulatórios.

Nesse contexto, observa-se a ocorrência de fluxo reverso também nas transformações de fronteira da Rede Básica. Esse fenômeno já é amplamente conhecido e abordado nos estudos que tratam dos sistemas de distribuição uma vez que, além dos impactos financeiros e regulatórios, traz consigo desafios técnicos, demandando a adequação dos sistemas de proteção e de controle de tensão dessas redes. Porém, o montante total de geração conectada na rede de distribuição (< 230 kV) em determinadas localidades já é suficientemente elevado a ponto de alterar o fluxo também nas transformações de fronteira da Rede Básica.

No âmbito dos estudos de planejamento da expansão da transmissão, a EPE vem buscando incorporar análises que permitam obter um diagnóstico mais detalhado da rede elétrica, identificando não somente a ocorrência ou não de violações aos limites de carregamento/tensão dos equipamentos, mas em quais condições e cenários eles ocorrem. Dessa forma, é possível avaliar o momento da real necessidade de novos investimentos em transmissão, bem como trazer luz às questões que surgem a partir dos novos fenômenos observados na rede, como é o caso do fluxo reverso.

Portanto, foram simulados cenários que permitissem emular as condições operativas que caracterizam a observação desse tipo de fenômeno, a saber: a ocorrência de baixos montantes de carga no horário de pico da geração solar, condição normalmente vivenciada nos dias ensolarados de final de semana. Para isso, a partir dos casos base do PDE 2034, foram criados casos de trabalho adotando-se as seguintes premissas:

- **Carga:** Patamar de carga mínima de final de semana;
- **Despacho - geração centralizada:** A partir do cenário 2 (Nordeste exportador) descrito na seção 5, foi reduzido o percentual de geração eólica na região nordeste e aumentado o percentual de geração fotovoltaica, que atingiu valores entre 60% e 85% da capacidade instalada;
- **Despacho - geração conectada no sistema de distribuição:** A fim de evidenciar a ocorrência do fluxo reverso, foi considerada a geração de 95% da capacidade instalada dessas usinas;
- **MMGD:** Geração conforme casos base do PDE 2034 no patamar de “MÁXIMA DIURNA”;
- **Fechamento do balanço de potência:** Foi aumentada a geração térmica nas regiões Sul e Sudeste de forma a fechar o balanço de carga-geração nos casos de trabalho;

7.1 Violações de Carregamento

Utilizando-se as premissas supracitadas, foram encontradas violações do nível máximo de carregamento de algumas transformações, mostradas a seguir. Vale ressaltar que os gráficos mostrados guardam coerência com o carregamento dos transformadores, dado em MVA, que é uma grandeza positiva. Porém, todos os casos mostrados nessa seção dizem respeito às avaliações de fluxo reverso nas transformações de fronteira.

Cumpre notar ainda que o fenômeno do fluxo reverso foi observado em diversas subestações da região Nordeste, porém, de forma condizente com o escopo desse relatório, serão descritos somente os casos em que houve violação operativa.

7.1.1 Rio Grande do Norte – SE Açú II – 230/138 kV

A Subestação Açú II é equipada com dois transformadores 230/138 kV com capacidade de 100/100 MVA. As sobrecargas foram identificadas na contingência do Trafo de maior capacidade, conforme mostrada na Figura 7-1:

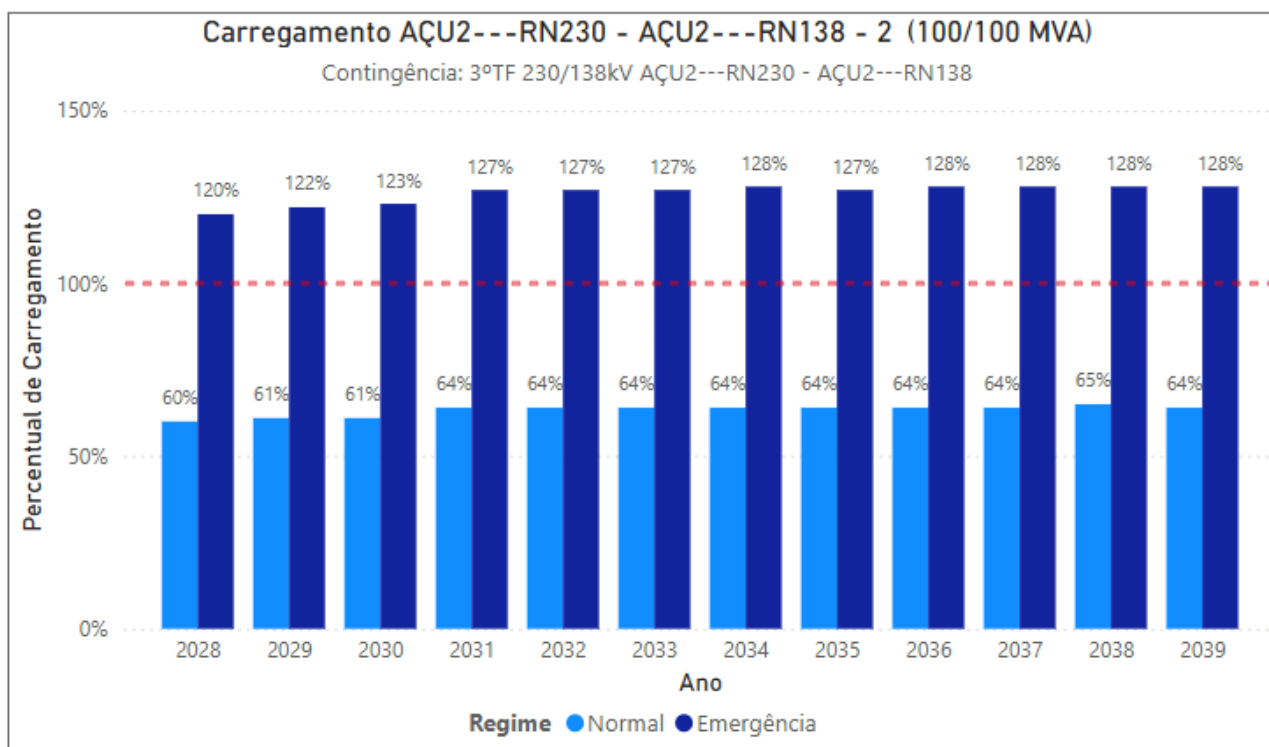


Figura 7-1 – Carregamento da Transformação 230/138 kV da SE Açú II na contingência do transformador em paralelo no patamar de carga mínima de final de semana durante o pico da geração solar

7.1.2 Rio Grande do Norte – SE Lagoa Nova II – 230/69 kV

A Subestação Lagoa Nova II é equipada com três transformadores 230/69 kV com capacidade de 150/180 MVA. As sobrecargas foram identificadas em regime normal e agravadas quando da contingência de um dos transformadores em paralelo, e estão mostradas na Figura 7-2. Conforme será detalhado na seção 7.2.2, os carregamentos elevados em sentido reverso observados nessa SE ocorrem devido ao grande volume de geração centralizada conectada à rede de 69 kV.

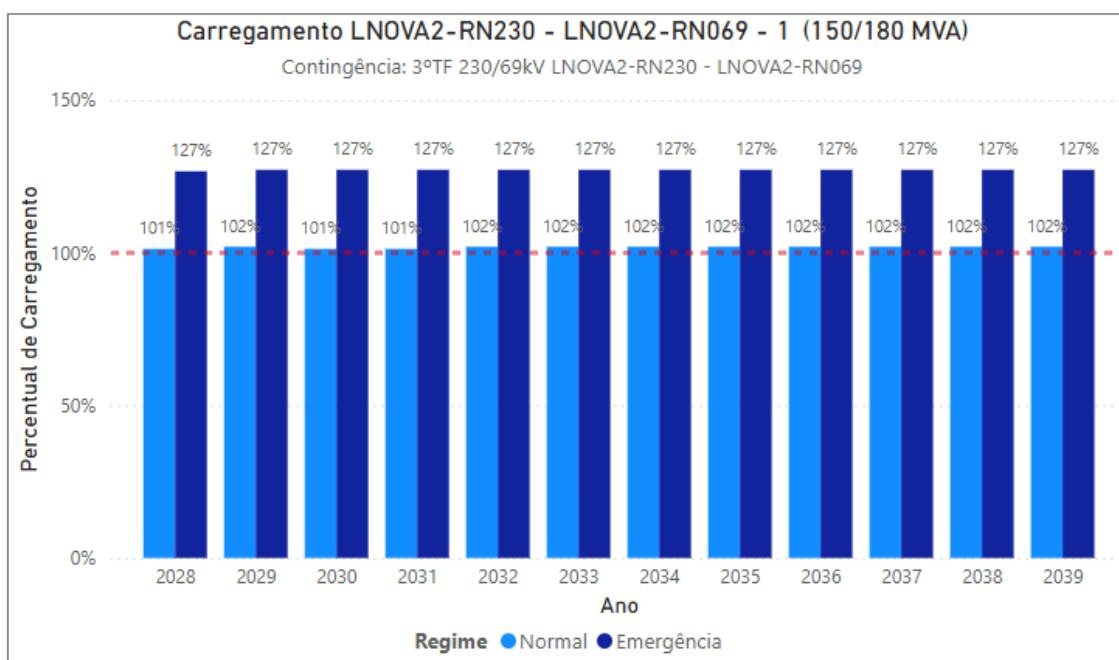


Figura 7-2 – Carregamento da Transformação 230/69 kV da SE Lagoa Nova II na contingência do transformador em paralelo no patamar de carga mínima de final de semana durante o pico da geração eólica.

7.1.3 Bahia – SE Barreiras – 230/69 kV

A Subestação Barreiras é equipada com dois transformadores 230/69 kV com capacidade de 100/100 MVA. As sobrecargas foram identificadas na contingência de um dos transformadores em paralelo, conforme mostrado na Figura 7-3:

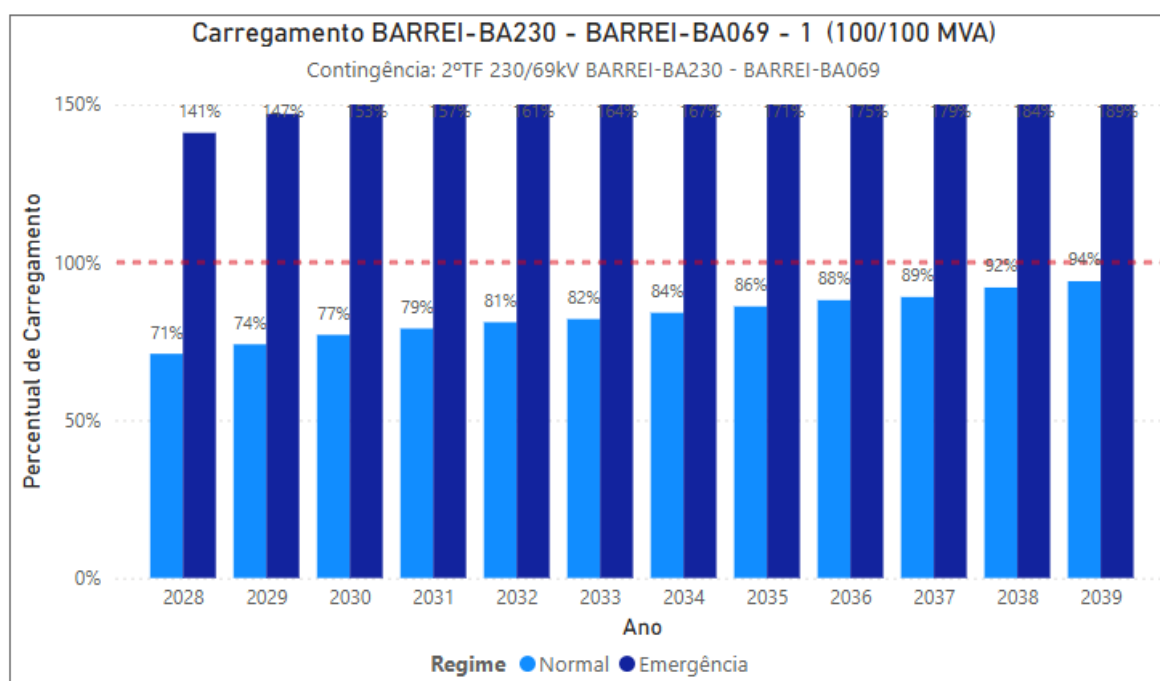


Figura 7-3 – Carregamento da Transformação 230/69 kV da SE Barreiras na contingência do transformador em paralelo no patamar de carga mínima de final de semana durante o pico da geração solar

7.1.4 Bahia – SE Igaporã II – 230/69 kV

Assim como a SE Pindaí, a Subestação Igaporã II também é classificada como uma ICG (Instalação Compartilhada de Geração), porém já possui cargas conectadas no seu setor de 69 kV. Ela é equipada com três transformadores 230/69 kV com capacidade de 150/180 MVA. As sobrecargas foram identificadas na contingência de um dos transformadores em paralelo, conforme mostrado na Figura 7-4.

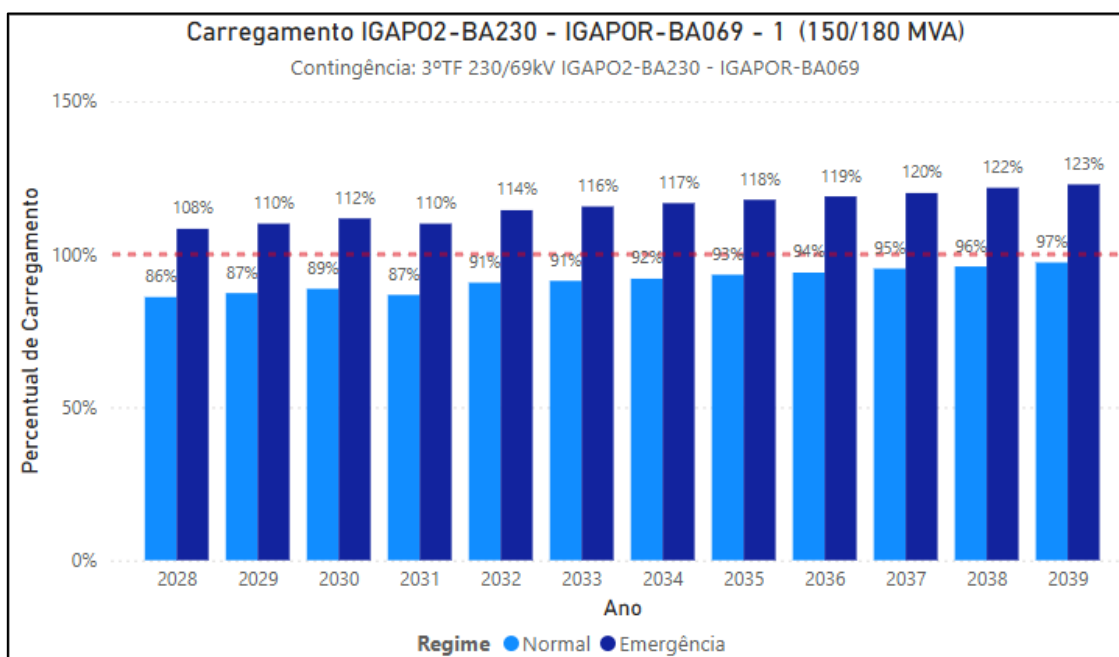


Figura 7-4 – Carregamento da Transformação 230/69 kV da SE Igaporã na contingência do transformador em paralelo no patamar de carga Mínima de final de semana durante o pico da geração solar

7.2 Análise horária do carregamento das fronteiras

Com o intuito de avaliar em maiores detalhes a influência da geração solar e da variação da carga sobre as transformações de fronteira, optou-se por realizar análises de fluxo de potência sequenciais com discretização horária. Serão analisadas duas das fronteiras que apresentaram violação de carregamento mostradas na seção 7.1.

Para isso, os valores de carga mínima previstos em cada ano nos casos base foram normalizados conforme uma curva típica de carga bruta para cada unidade da federação (UF) estudada, a fim de emular o comportamento da carga ao longo de um dia. A curva de carga típica foi obtida através dos dados de carga verificados ao longo do ano de 2024, disponíveis nos dados abertos do Operador Nacional do Sistema (ONS) [11], fazendo-se a diferenciação entre os comportamentos observados para os dias úteis e para os finais de semana.

Analogamente, a geração fotovoltaica prevista, tanto a MMGD como as UFVs centralizadas, foi distribuída ao longo de 24 horas seguindo a curva de radiação de referência supracitada, de acordo com cada UF. Dessa forma, buscou-se caracterizar os diferentes pontos de operação de carga e

geração observados no sistema ao longo de um dia típico. Exemplos das curvas típicas de carga e geração FV utilizadas são mostradas na Figura 7-5:

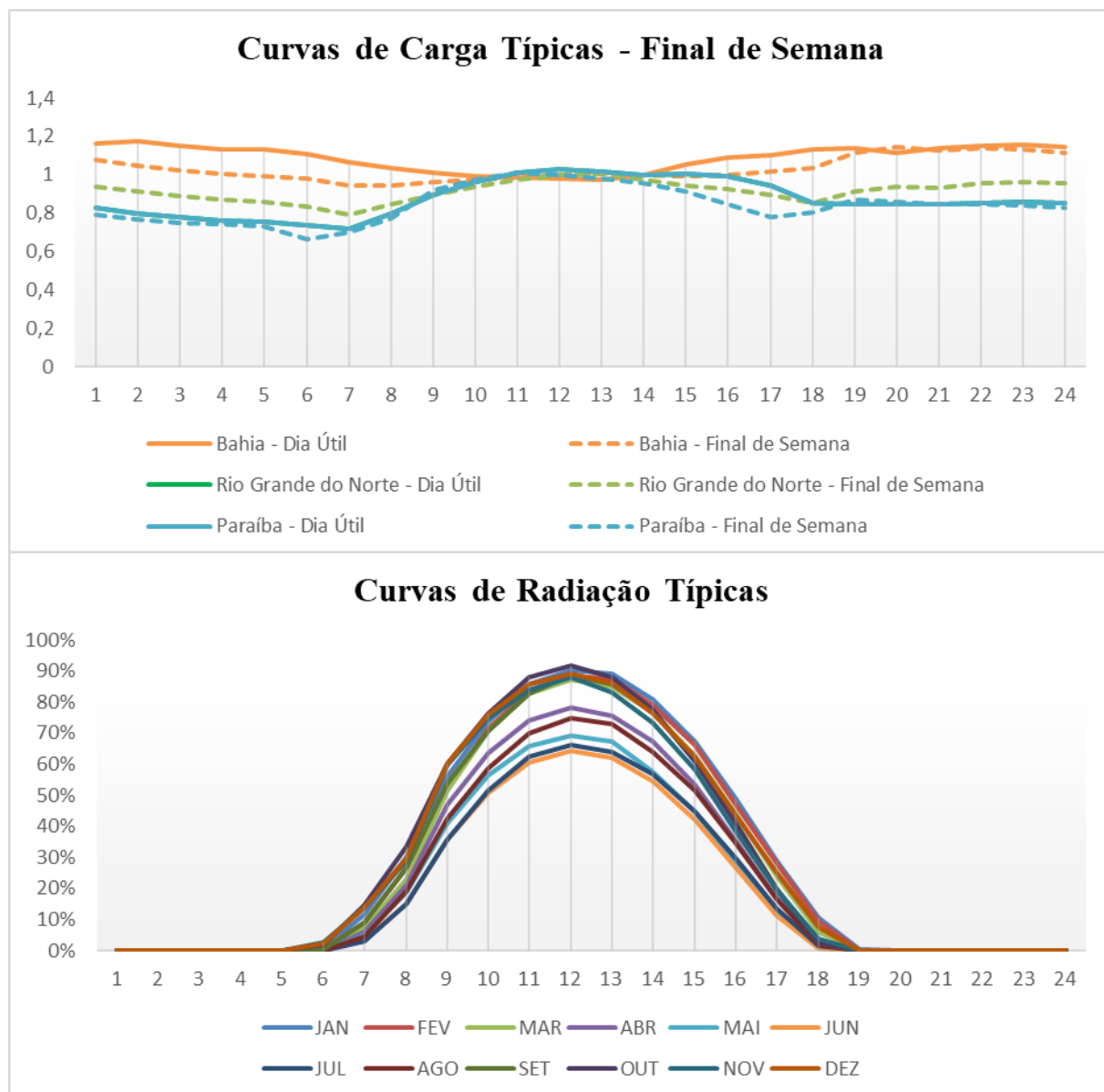


Figura 7-5 – Curvas Típicas de carga bruta e geração fotovoltaica utilizadas.

7.2.1 Bahia – SE Barreiras – 230/69 kV

A Figura 4-7 apresenta o carregamento da transformação 230/69 kV da SE Barreiras em um final de semana típico ao longo de um dia de 2028 quando da contingência de um dos trafos em paralelo. Pode-se observar que já a partir de 2028 a transformação apresenta sobrecarga devido ao fluxo reverso, especialmente quando o perfil de carga é mais baixo e coincidente com o pico da geração solar, por volta das 12h. Nesses dias, a transformação permaneceria em sobrecarga por mais de 5 horas, violando as diretrizes estabelecidas no procedimento de rede do ONS.

Nesse caso, a MMGD cresce em ritmo mais acelerado que a carga e contribui para o agravamento da sobrecarga ao longo dos anos.

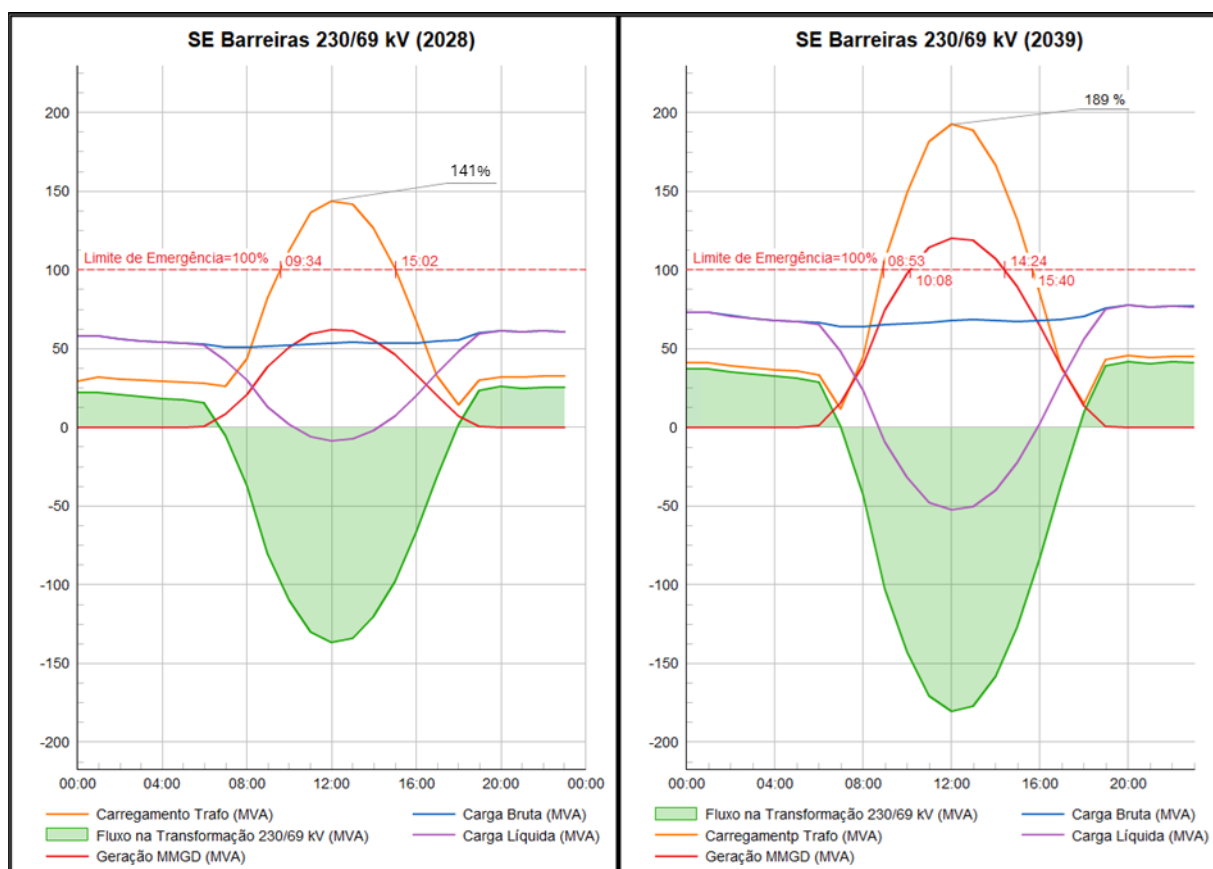


Figura 7-6 – Efeito da MMGD e da geração fotovoltaica centralizada na transformação 230/69 kV da SE Barreiras durante contingência em um dia típico de final de semana.

Cumpra-se, porém, que o fluxo reverso observado no transformador é bem maior do que somente a geração da MMGD, evidenciando que a geração solar centralizada conectada no sistema de distribuição sob influência da SE Barreiras tem papel preponderante no esgotamento da capacidade dessa transformação. Em situações como essa, é necessário trazer à tona a discussão sobre o tratamento a ser dado do ponto de vista de planejamento da expansão do sistema de transmissão.

7.2.2 Rio Grande do Norte – SE Lagoa Nova II – 230/69 kV

Conforme descrito no item 7.1.2, a transformação 230/69 kV da SE Lagoa Nova II era classificada originalmente como uma Instalação Compartilhada de Geração (ICG), modalidade na qual um grupo de geradores rateiam entre si os custos da infraestrutura necessária para a sua conexão à Rede Básica. Posteriormente, essa transformação passou a atender também cargas da distribuidora local (Neoenergia COSERN), porém ainda apresentando um montante consideravelmente baixo quando comparado à capacidade total de geração ali instalada.

Nessa região observa-se a predominância da geração eólica, o que ensejou a utilização de um perfil de geração média para essa fonte baseado nas referências [12] e [13]. Como esperado, ao se analisar o carregamento dessa transformação na ocorrência da contingência de um dos transformadores em paralelo ao longo do horizonte de estudo nota-se que o efeito da MMGD é marginal, sendo a geração fotovoltaica centralizada conectada à ICG a responsável pelo fluxo reverso verificado e pelo consequente esgotamento da transformação de fronteira, conforme ilustrado na Figura 7-7:

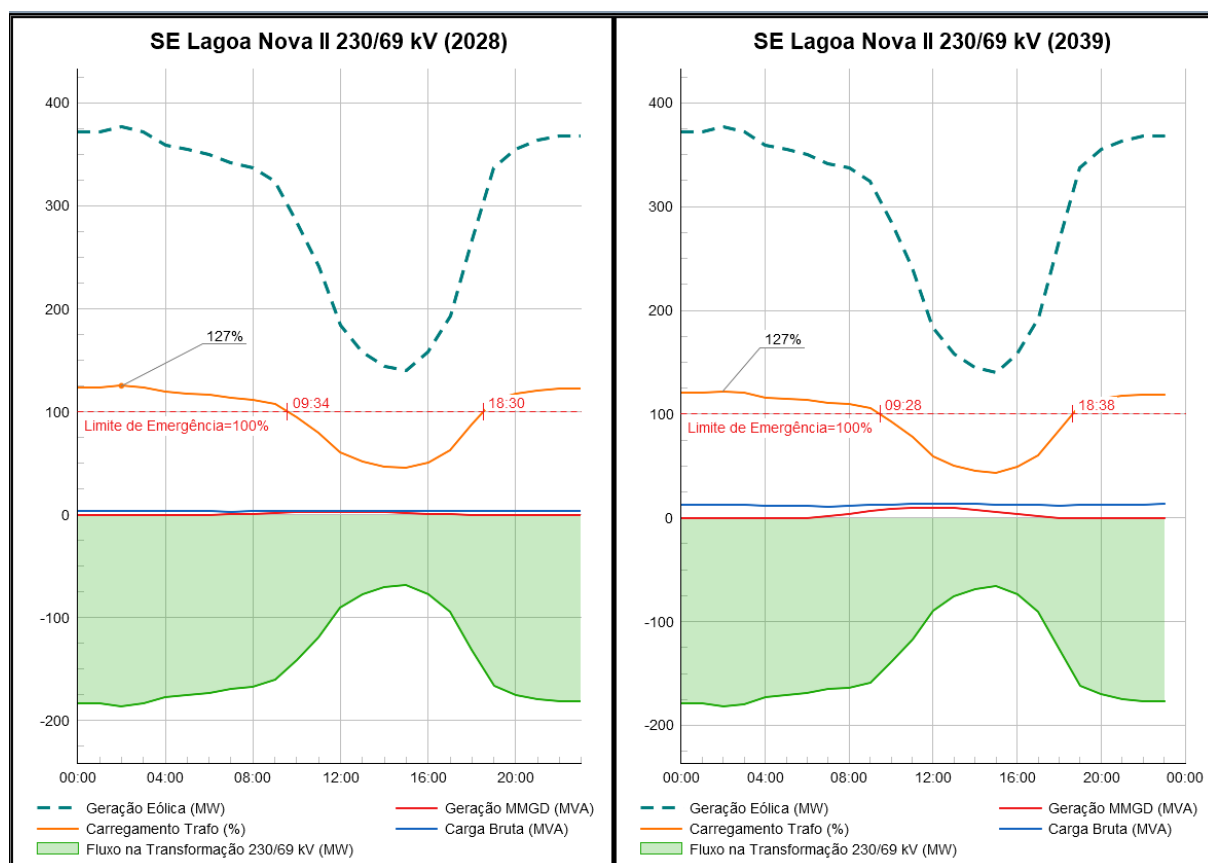


Figura 7-7 – Efeito da MMGD e da geração eólica centralizada na transformação 230/69 kV da SE Lagoa Nova II durante contingência em um dia típico de final de semana.

8 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, “Base de dados de fluxo de potência - PDE 2034,” [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao>.
- [2] MME, *Portaria nº 215, de 11 de maio de 2020*.
- [3] EPE, *Portaria EPE/DEE nº 1, de 12 de janeiro de 2021*.
- [4] EPE, “Estudo de Atendimento à Região de Mirueira, no estado de Pernambuco,” 2024.
- [5] “EPE-DEE-RE-148/2021-rev3 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul” – EPE – Dezembro/2022”.
- [6] “EPE-DEE-RE-015/2022-rev1 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 3: Área Leste” – EPE – Dezembro/2022”.
- [7] “EPE-DEE-RE-014/2022-rev1 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 2: Área Norte” – EPE – Setembro/2022”.
- [8] E. d. P. Energética, “Programa de Expansão da Transmissão (PET/PELP) - 1º Semestre de 2025,” EPE, 2025. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/pet-pelp>. [Acesso em agosto 2025].
- [9] ONS, *Orientações para os Estudos de Acesso nas Regiões Norte/Nordeste*, 2024.
- [10] ONS, *PAR/PEL Ciclo 2025-2029 - Volume III - Tomo 12 - AL-PE-PB-RN*, 2024.
- [11] ONS, “<https://dados.ons.org.br/>,” Operador Nacional do Sistema Elétrico. [Online]. [Acesso em 2025].
- [12] P. e. a. JONG, Complementaridade das energias eólica e solar na Bahia, Congresso Brasileiro de Energia , 2017.
- [13] J. ALBUQUERQUE, Avaliação de curvas de potência em modelos de previsão de geração eólica em curto prazo, UFPE, 2015.