



Empresa de Pesquisa Energética

DIAGNÓSTICO REGIONAL DA REDE ELÉTRICA - PDE 2032

VOLUME VI – GET Sul

Mato Grosso do Sul | Paraná | Rio Grande do Sul | Santa Catarina

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo do MME

Efrain Pereira da Cruz

Secretário de Planejamento e Transição Energética

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de Sá Júnior

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Vitor Eduardo de Almeida Saback

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

DIAGNÓSTICO REGIONAL DA REDE ELÉTRICA – PDE 2032

*VOLUME VI – GET Sul - Mato Grosso
do Sul | Paraná | Rio Grande do Sul |
Santa Catarina*



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Angela Regina Livino de Carvalho (interina)

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Giovani Vitória Machado (interino)

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

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

Sede

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", sala 744
70065-900 - Brasília – DF

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Giovani Vitória Machado (interino)

Coordenação Executiva

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Equipe Técnica

Daniel José Tavares de Souza (coordenação)

Fábio de Almeida Rocha

Paulo Fernando de Matos Araujo

Rodrigo Ribeiro Ferreira

Vanessa Stephan Lopes

Nº EPE-DEE-RE-027/2023-rev0

Data: 26/05/2023

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)



Empresa de Pesquisa Energética

Contrato

Data de assinatura

Projeto

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

Área de estudo

Diagnóstico Regional da Rede Elétrica

Subárea de estudo

GET Sul

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-027/2023-rev0

**VOLUME VI – GET Sul - Mato Grosso do Sul | Paraná |
Rio Grande do Sul | Santa Catarina**

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

26/05/2023

Emissão Original

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

APRESENTAÇÃO

Este relatório é um dos 6 (seis) volumes que compõem o diagnóstico da rede elétrica brasileira, com avaliações de desempenho futuro do Sistema Interligado Nacional – SIN no horizonte 2026-2037. Cada volume apresenta os resultados para as seis regiões geoeletricas abrangidas pelos Grupos de Estudos de Transmissão (GETs) da EPE: GET Norte, GET Nordeste, GET Centro-Oeste, GET Sudeste, GET São Paulo e GET Sul.

O objetivo principal do diagnóstico é trazer um panorama sobre possíveis restrições futuras da rede, identificando data prevista da restrição, grau de severidade e localização. Esses dados servirão de insumos para a abertura a abertura de novos estudos de planejamento da transmissão e sua priorização no âmbito da programação de estudos de cada GET.

Dado esse objetivo, salienta-se, quanto à metodologia empregada para o diagnóstico, que a análise do desempenho elétrico do sistema concentrou-se nas condições operativas em regime permanente, em condições normais e considerando a incidência de contingência simples, com o objetivo de identificar eventuais subtensões ou sobrecargas em instalações da Rede Básica.

Entende-se que as análises assim realizadas possibilitam a identificação e antecipação dos principais problemas a serem melhor investigados em estudos específicos subsequentes.

Dentro desse contexto, não obstante tenham sido feitas sensibilidades gerais sobre os casos de referência, salienta-se que esse diagnóstico não visou esgotar a avaliação do comportamento do sistema em múltiplos pontos de operação, o que naturalmente será efetuado na ocasião dos estudos identificados.

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	1
SUMÁRIO	7
ÍNDICE DE FIGURAS	8
ÍNDICE DE TABELAS	10
1 INTRODUÇÃO	11
2 CONCLUSÕES	13
3 RECOMENDAÇÕES	14
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	16
4.1 Evolução da Expansão do Mercado	17
4.2 Evolução da Expansão da Geração	20
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão	21
5 CENÁRIOS ANALISADOS	24
5.1 Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média	24
5.2 Cenário Norte Úmido – Carga Leve	25
5.3 Cenário Norte Seco – Carga Média	25
5.4 Cenário Norte Seco (Fornecimento Sul elevado) – Carga Leve	26
6 RESULTADOS DO DIAGNÓSTICO DA REDE	26
6.1 Estado do Mato Grosso do Sul	26
6.1.1 Violações de carregamento	26
6.2 Estado do Paraná	28
6.2.1 Violações de carregamento	28
6.3 Estado de Santa Catarina	32
6.3.1 Violações de carregamento	32
6.4 Estado do Rio Grande do Sul	37
6.4.1 Violações de carregamento	37
6.4.2 Violações de tensão	47
7 ANEXOS	52
7.1 Anexo I - Empreendimentos Planejados	52
7.1.1 Expansão no Estado do Mato Grosso do Sul	52
7.1.2 Expansão no Estado do Paraná	54
7.1.3 Expansão no Estado de Santa Catarina	58
7.1.4 Expansão no Estado do Rio Grande do Sul	61

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 4-1 Sistema Elétrico da Região Sul – PDE 2032 ano horizonte.	16
Figura 4-2 Sistema Elétrico do estado do Mato Grosso do Sul – PDE 2032 ano horizonte.....	17
Figura 4-3 - Projeções de crescimento de carga para o estado do Mato Grosso do Sul	18
Figura 4-4 - Projeções de crescimento de carga para o estado do Paraná.....	19
Figura 4-5 - Projeções de crescimento de carga para o estado de Santa Catarina	19
Figura 4-6 - Projeções de crescimento de carga para o estado de Rio Grande do Sul	20
Figura 4-7 - Mapa geométrico do estado do Mato Grosso do Sul	22
Figura 4-8 - Mapa geométrico do estado do Paraná.....	22
Figura 4-9 - Mapa geométrico do estado de Santa Catarina	23
Figura 4-10 - Mapa geométrico do estado do Rio Grande do Sul	24
Figura 6-1 – Diagrama da região Nordeste – Mato Grosso do Sul.....	27
Figura 6-2 - Carregamento da transformação 440/230 kV de Ilha Solteira 2, em regime normal e em contingência.....	27
Figura 6-3 – Carregamento da transformação 230/138 kV de Maringá (ATF-C), em regime normal e em contingência	28
Figura 6-4 – Carregamento da transformação 230/138 kV de Maringá (ATF-B), em regime normal e em contingência	29
Figura 6-5 – Carregamento da LT 230 kV Maringá – Sarandi C1, em regime normal e na contingência do circuito 2	30
Figura 6-6 – Carregamento da LT 230 kV Maringá – Sarandi C2, em regime normal e na contingência do circuito 1	30
Figura 6-7 - Carregamento da LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório C1/2/3, em regime normal e na contingência do circuito remanescente	31
Figura 6-8 - Carregamento da LT 230 kV Baixo Iguazu – Cascavel Oeste, em regime normal e emergência	32
Figura 6-9 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Forquilha, em regime normal e em contingência.....	33
Figura 6-10 - Carregamento da transformação 230/138 kV de Biguaçu (TF5 e TF6), em regime normal e em contingência	34
Figura 6-11 - Carregamento da transformação 230/138 kV de Biguaçu (TF7), em regime normal e em contingência.....	34
Figura 6-12 - Carregamento da transformação 230/138 kV de Biguaçu (TF8), em regime normal e em contingência.....	35
Figura 6-13 - Carregamento da LT 230 kV Biguaçu - Palhoça, em regime normal e emergência.....	35
Figura 6-14 - Carregamento da transformação 230/138 kV de Canoinhas (TF1 e TF2), em regime normal e em contingência	36
Figura 6-15 - Carregamento da LT 230 kV Canoinhas – São Mateus do Sul, em regime normal e emergência	37
Figura 6-16 - Carregamento da transformação 230/13,8 kV de Caxias do Sul 5 (TR-1) em regime normal	38

Figura 6-17 - Carregamento da transformação 230/69 kV de São Borja 2, em regime normal e em contingência 39

Figura 6-18 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Maçambará, em regime normal e em contingência 39

Figura 6-19 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Uruguaiana 5 (TR 5), em regime normal e em contingência 40

Figura 6-20 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Santa Marta (TR-11), em regime normal e em contingência 41

Figura 6-21 - Carregamento da LT 230 kV Santa Marta – Passo Fundo, em regime normal e emergência 42

Figura 6-22 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Lajeado 2 (TR-1 ou TR-2), em regime normal e em contingência 43

Figura 6-23 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Lajeado 2 (TR-3), em regime normal e em contingência 43

Figura 6-24 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Candelária 2, em regime normal e em contingência 44

Figura 6-25 - Carregamento da transformação 230/138 kV de Pelotas 3, em regime normal e em contingência 45

Figura 6-26 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Bagé 2, em regime normal e em contingência 46

Figura 6-27 - Carregamento da transformação 230/138 kV de Santa Maria 3, em regime normal e em contingência 47

Figura 6-28 – Tensão no barramento de Candiota 2, Caxias Norte, Gravataí, Guaíba 3 e Nova Santa Rita 525 kV em regime normal 48

Figura 6-29 – Tensão no barramento de São Vicente do Sul 230 kV na contingência da LT 230 kV Santa Maria 3 - São Vicente do Sul C1 49

Figura 6-30 – Tensão no barramento de Lagoa Vermelha 230 kV na contingência da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha C1 50

Figura 6-31 – Tensão nos barramentos de Pelotas e Quinta 230 kV na contingência da LT 230 kV Povo Novo – Quinta C2 51

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 4-1 – Matriz energética dos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul – Existente (*)	20
Tabela 4-2 - Matriz energética dos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul – Expansão (*)	21
Tabela 7-1 - Expansão da transmissão planejada para o estado do Mato Grosso do Sul	52
Tabela 7-2 - Expansão da transmissão planejada para o estado do Paraná.....	54
Tabela 7-3 - Expansão da transmissão planejada para o estado de Santa Catarina	58
Tabela 7-4 - Expansão da transmissão planejada para o estado do Rio Grande do Sul	61

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 a identificar a necessidade de novos estudos específicos de planejamento da expansão da rede elétrica brasileira, servindo de insumo para a Programação de Estudos Anual (EPE, 2021), 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 elétricas do SIN (EPE, 2021) disponibilizada pela EPE no âmbito do Plano Decenal de Energia - PDE 2032. O horizonte de diagnóstico se inicia no ano de 2026 – prazo mínimo para efetiva entrada em operação de reforços estruturais – e vai até o ano de 2037, permitindo uma visão de futuro três anos à frente do horizonte decenal e doze anos a partir do primeiro ano analisado.

A Portaria MME nº 215 (Ministério de Minas e Energia, 2020), de 11 de maio de 2020 instituiu os Grupos de Estudos de Transmissão – GETs, cuja abrangência eletrogeográfica¹, definida pela EPE, consta na Portaria EPE/DEE nº 1 (EPE, 2021), de 12 de janeiro de 2021. Visando a facilitar a organização, a apresentação e a divulgação dos resultados dos diagnósticos regionais, os resultados das análises são representados em um total de 6 (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 | Mato Grosso | Rondônia | Goiás | DF
- **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 | Santa Catarina | Rio Grande do Sul

¹ Destaca-se, mais uma vez, que a divisão eletrogeográfica dos GETs aproxima-se da divisão geográfica do Brasil por região, mas difere em algumas situações por razões de simplificação e interconexões da rede de transmissão entre os estados

Dentro do processo cíclico dos estudos de planejamento, os novos estudos identificados, uma vez priorizados, passarão a ser desenvolvidos a partir do ano de 2023, realimentando as informações indicativas que constarão do próximo ciclo do PDE.

2 CONCLUSÕES

Após as simulações e atualizações de cenários para a carga e geração, foi possível traçar um diagnóstico de longo prazo para as unidades federativas do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, 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.

No estado do **Mato Grosso do Sul**, foi identificado o esgotamento na margem de escoamento de geração, principalmente devido ao carregamento elevado encontrado na transformação 440/230 kV da SE Ilha Solteira 2.

No estado do **Paraná**, foram identificadas sobrecargas na transformação 230/138 kV da SE Maringá e na LT 230 kV Maringá – Sarandi C1 e C2, além de esgotamento na margem de escoamento de geração devido ao carregamento elevado da LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório C1/2/3 e da LT 230 kV Baixo Iguaçu – Cascavel Oeste C1.

No estado de **Santa Catarina**, foram identificadas sobrecargas na transformação 230/138 kV da SE Biguaçu, Palhoça e Canoinhas, além de sobrecargas na LT 230 kV Biguaçu – Palhoça e na LT 230 kV Canoinhas – São Mateus do Sul.

No estado do **Rio Grande do Sul**, foram identificadas sobrecargas nas transformações 230/138 kV de Pelotas 3 e Santa Maria 3 e nas transformações 230/69 kV de Bagé 2, Candelária 2, São Borja 2, Maçambará e Uruguaiana 5. Também foram identificadas subtensões nos setores 230 kV em Pelotas 3, Quinta, Missões e São Borja 2, além de problemas de baixa confiabilidade na rede de distribuição local (regiões oeste, central e sul).

3 RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2032 para o GET Sul, bem como as ponderações efetuadas ao longo do capítulo 6, recomenda-se:

Mato Grosso do Sul

- Avaliar a oportunidade de programar um estudo prospectivo do potencial de geração na região Nordeste – MS, visando avaliar possíveis restrições na margem de escoamento para novas conexões de geração devido ao carregamento elevado encontrado na transformação 440/230 kV da SE Ilha Solteira 2.

Paraná

- Realizar o estudo para atendimento à região Noroeste – PR, visando solucionar as sobrecargas encontradas na transformação 230/138 kV da SE Maringá e na LT 230 kV Maringá – Sarandi C1 e C2.
- Avaliar a oportunidade revisar o estudo para atendimento à região Oeste e Sudoeste – PR, visando avaliar possíveis restrições na margem de escoamento, para novas conexões de geração, devido ao carregamento elevado da LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório C1/2/3 e da LT 230 kV Baixo Iguaçu – Cascavel Oeste C1.

Santa Catarina

- Concluir o estudo para atendimento à Região Continental da Grande Florianópolis – SC (em andamento), visando solucionar os problemas verificados na transformação 230/138 kV da SE Biguaçu (horizonte determinativo) e sobrecargas na LT 230 kV Biguaçu – Palhoça e na transformação 230/138 kV da SE Palhoça (horizonte indicativo). Neste caso, a EPE deverá recomendar reforços na transformação 230/138 kV da SE Biguaçu e uma nova fronteira 230/138 kV próxima a região de Palhoça.
- O estudo EPE-DEE-NT-014/2023 - Reforços para o Sistema Elétrico dos Estados Paraná e Santa Catarina - (visando solucionar as sobrecargas encontradas na transformação 230/138 kV da SE Canoinhas e da LT 230 kV Canoinhas – São Mateus do Sul) recomendou, em horizonte indicativo, o 4º TF 230/138 kV e a nova LT 230 kV Ponta Grossa – Canoinhas. No entanto, foi realizado contato com a transmissora (CGT-ELETROSUL) e a distribuidora local (CELESC) para maior detalhamento sobre a viabilidade de conexão dos novos equipamentos e a distribuidora informou possível inviabilidade técnica para a conexão de um novo transformador no barramento de 138 kV. Logo, caso seja comprovada a inviabilidade, tal solução deverá ser revisada pela EPE em momento oportuno.

Rio Grande do Sul

- Concluir o estudo para atendimento à região Noroeste - RS (em andamento), visando solucionar os problemas verificados na transformação 230/69 kV de Santa Marta, sobrecarga na LT 230 kV Santa Marta – Passo Fundo e subtenção em Lagoa Vermelha 230 kV.
- Concluir o estudo prospectivo do potencial de geração no RS e atendimento à região sul - RS (em andamento), visando solucionar os problemas verificados nas transformações da SE 230/138 kV Pelotas 3 e Santa Maria 3 e da SE 230/69 kV Bagé 2, subtenção em Pelotas e Quinta 230 kV além de problemas de baixa confiabilidade na rede de distribuição local. Devido à interação da SE 230/69 kV Candelária 2 pelo setor de 69 kV com a SE Santa Maria 3, este estudo também avaliará solução para essa subestação localizada na região central do RS.
- Programar o estudo para atendimento à região Oeste – RS, visando solucionar os problemas verificados nas transformações da SE 230/69 kV São Borja 2, Maçambará e Uruguaiana 5, subtenções em Missões e São Borja 2 230 kV e problemas de baixa confiabilidade na rede de distribuição local.

(70 MW) e Melo (500MW), a interligação com a Argentina pela Conversoras de Garabi (2.200 MW) e Uruguaiana (50 MW).

No caso específico do Mato Grosso do Sul, a malha de transmissão que supre o estado é composta basicamente por linhas de transmissão no nível de tensão de 230kV que permeiam os grandes centros de consumo da região e o interligam com os estados de São Paulo, Paraná e Goiás. Esse sistema, representado na Figura 4-2 a seguir, é constituído por instalações de Rede Básica na tensão 230 kV.

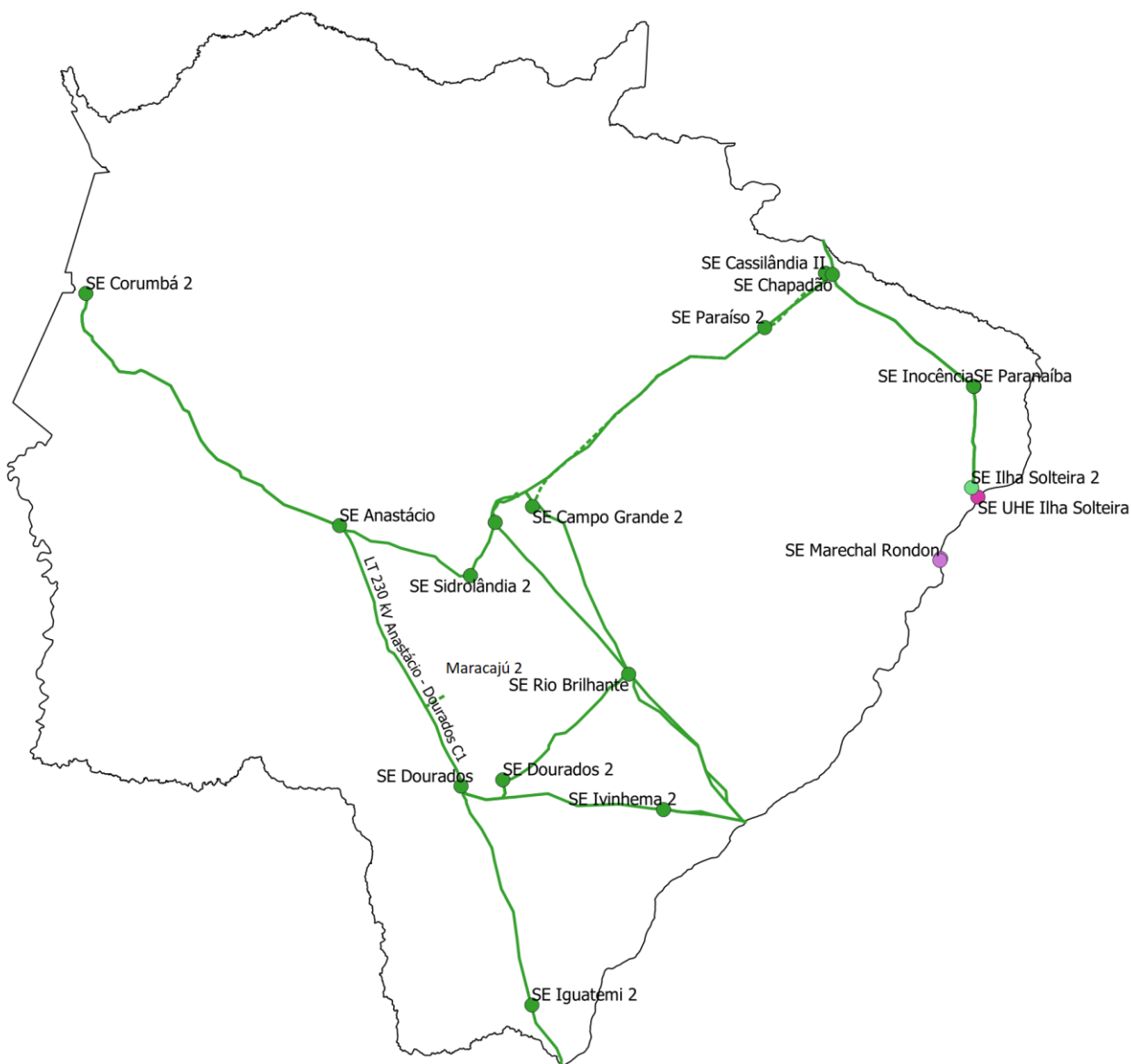


Figura 4-2 Sistema Elétrico do estado do Mato Grosso do Sul – PDE 2032 ano horizonte.

4.1 Evolução da Expansão do Mercado

Os maiores centros de consumo da região Sul estão localizados nas proximidades das regiões metropolitanas de Porto Alegre e Caxias do Sul, no estado do Rio Grande do Sul; na área Leste de Santa Catarina; na área metropolitana de Curitiba e região norte do Paraná. No caso específico do

estado do Mato Grosso do Sul, a região metropolitana da capital Campo Grande é a que concentra a maior parcela do mercado do estado.

As figuras a seguir apresentam a evolução das previsões de carga encaminhadas pelas distribuidoras e que constam dos casos base de trabalho do Plano Decenal 2032. É importante destacar que esses casos base também possuem previsões de crescimento do mercado para os anos subsequentes ao horizonte de análise do Plano Decenal (2033 a 2037).

Com base nas informações contidas nas figuras a seguir, pode-se realizar os seguintes comentários:

- O patamar de carga predominante no Diagnóstico foi a carga média para todos os estados;
- O crescimento médio do mercado da região é de 3% ao ano em todos os estados, com exceção ao estado do Rio Grande do Sul que teve crescimento médio de 1,8%.
- Em comparação com o último ciclo do Plano Decenal (2031) houve um elevado crescimento (acima de 15%) nas previsões de cargas de todos os patamares para o estado do Paraná e redução na provisão de carga leve e média para os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

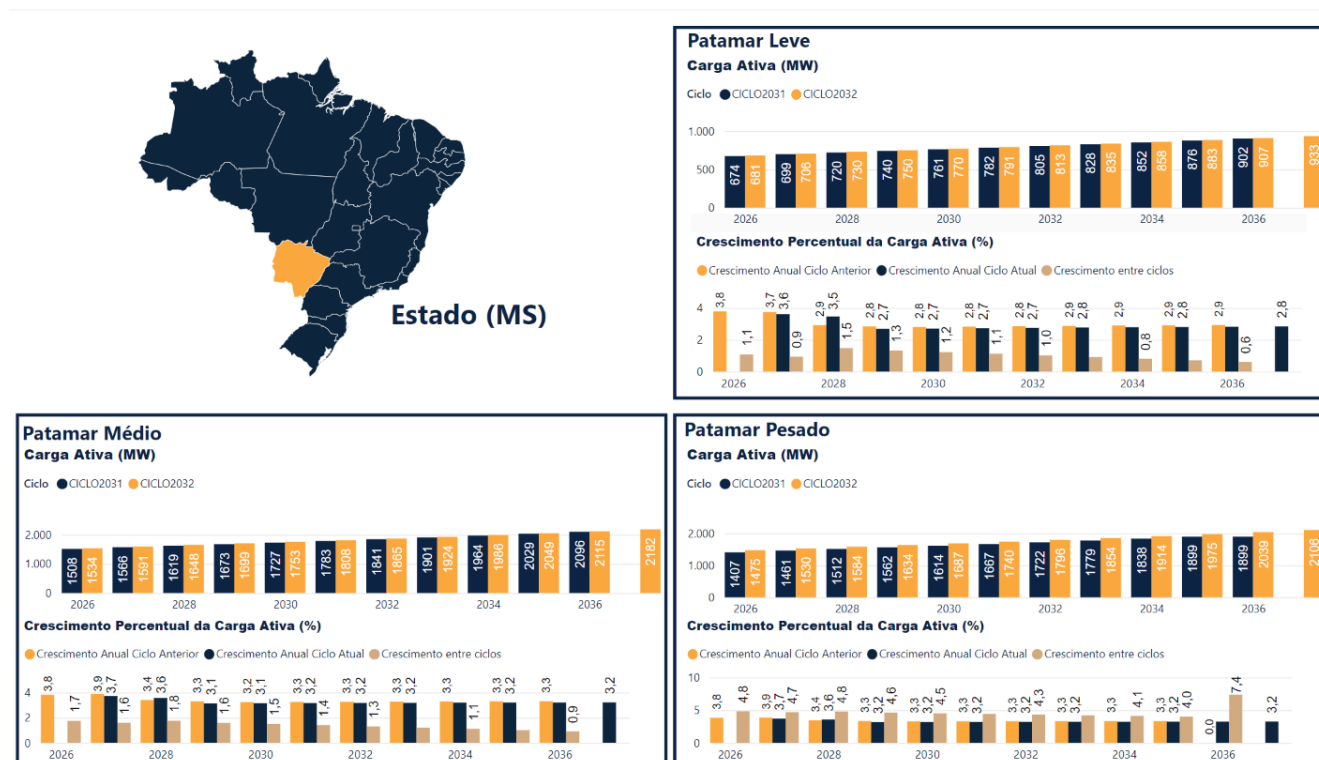


Figura 4-3 - Projeções de crescimento de carga para o estado do Mato Grosso do Sul

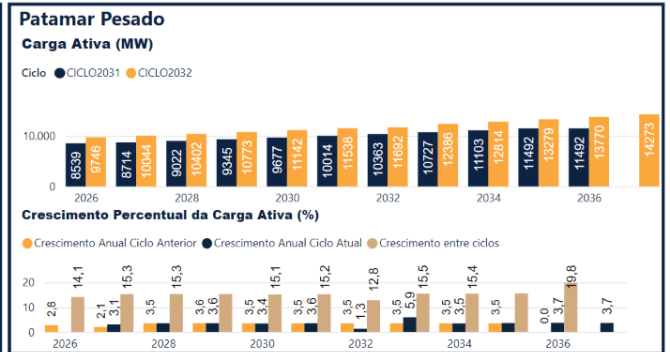
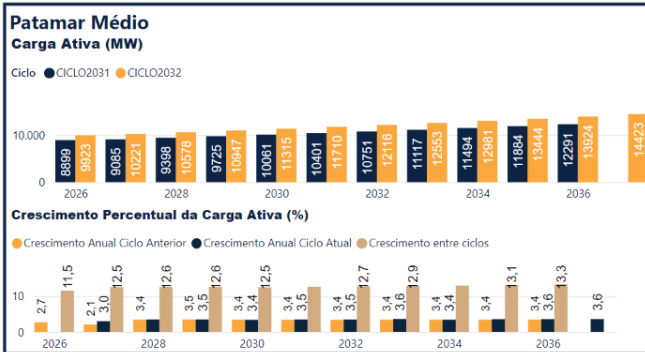
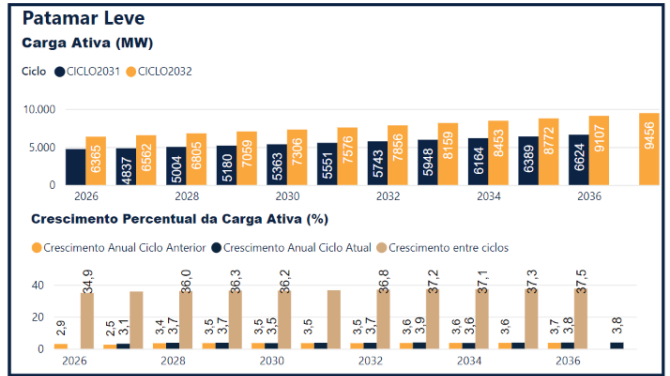


Figura 4-4 - Projeções de crescimento de carga para o estado do Paraná

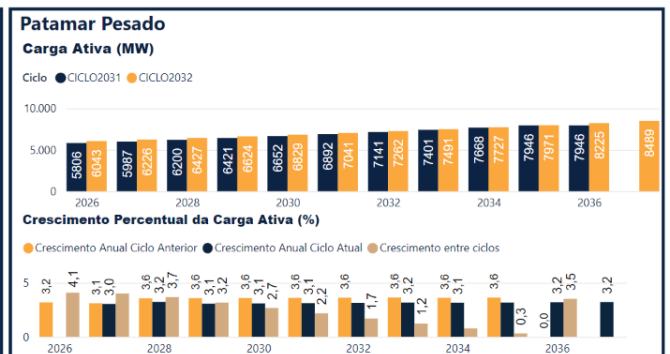
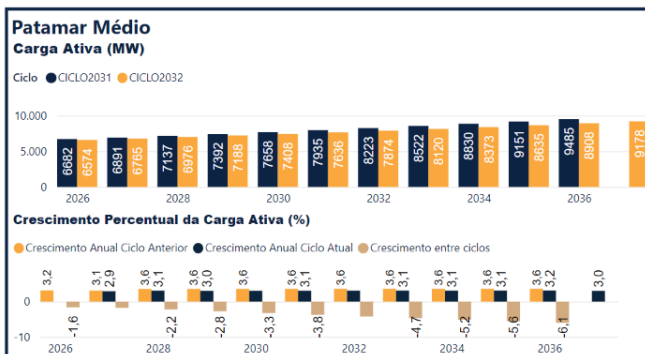


Figura 4-5 - Projeções de crescimento de carga para o estado de Santa Catarina

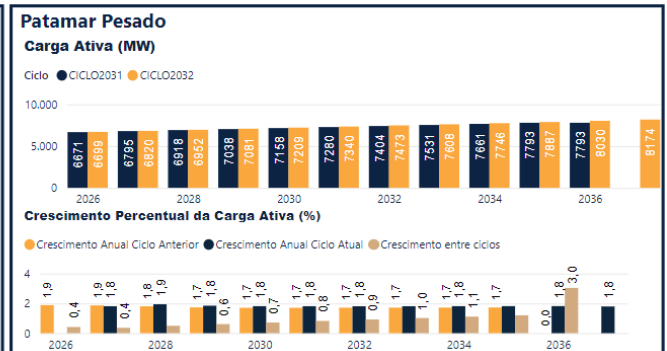
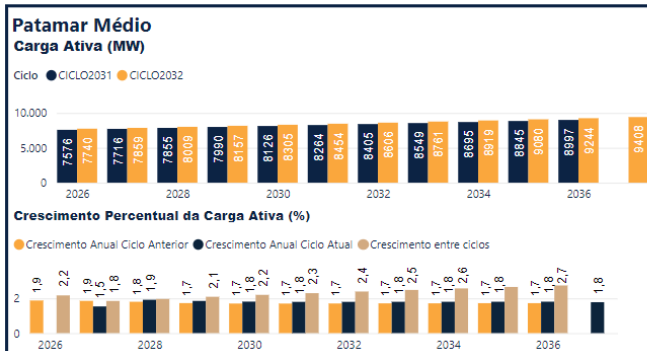
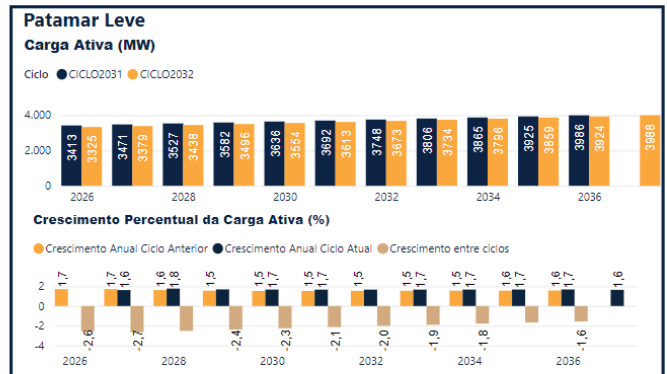


Figura 4-6 - Projeções de crescimento de carga para o estado de Rio Grande do Sul

4.2 Evolução da Expansão da Geração

O parque gerador dos estados do Sul (MS, PR, SC e RS) possui um crescimento de cerca de 16% na matriz energética, considerando as expansões futuras que se encontram na fase de construção. A região apresenta forte expansão fotovoltaica nos próximos anos, predominantemente na região Noroeste do Mato Grosso do Sul.

Por sua vez, o estado do Rio Grande do Sul tem cerca de 2 GW de potência instalada em eólicas e estão previstas expansões da ordem de 0,5 GW de capacidade.

A Tabela 4-1 ilustra a capacidade instalada de geração por fonte e por estado em 2023, a Tabela 4-2 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** ilustra as usinas em construção (previstas para entrar em operação nos próximos anos).

Tabela 4-1 – Matriz energética dos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul – Existente (*)

Fonte	MS [MW]	PR [MW]	SC [MW]	RS [MW]	Total
PCH	272,0	473,4	639,6	685,5	2070,4
UHE	77,5	15016,5	2758,9	4815,0	22667,9
CGH	17,3	88,0	255,9	69,2	430,4
UTE	2490,7	1924,1	1076,3	2225,2	7716,3
UTN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EOL	0,0	2,5	250,6	1835,9	2089,0
UFV	11,0	10,3	12,4	15,5	49,1

Fonte	MS [MW]	PR [MW]	SC [MW]	RS [MW]	Total
Total	2868,5	17514,8	4993,6	9646,3	35023,1

Tabela 4-2 - Matriz energética dos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul – Expansão (*)

Fonte	MS [MW]	PR [MW]	SC [MW]	RS [MW]	Total
PCH	32,0	286,8	253,3	235,3	807,5
UHE	0,0	62,0	0,0	0,0	62,0
CGH	0,0	0,0	7,0	0,0	7,0
UTE	612,5	0,0	156,8	50,0	819,3
UTN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EOL	0,0	0,0	0,0	567,0	567,0
UFV	3166,4	0,0	0,0	0,0	3166,4
Total	3810,9	348,8	417,1	852,3	5429,1

(*) Fonte: Aneel – SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL

4.3 Evolução da Expansão da Transmissão

As figuras a seguir apresentam a configuração da rede existente e planejada nas áreas geoeletricas em análise. O detalhamento do conjunto de empreendimentos de transmissão previstos para os próximos anos e localizados nas unidades federativas do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul encontra-se no Anexo I - Empreendimentos Planejad

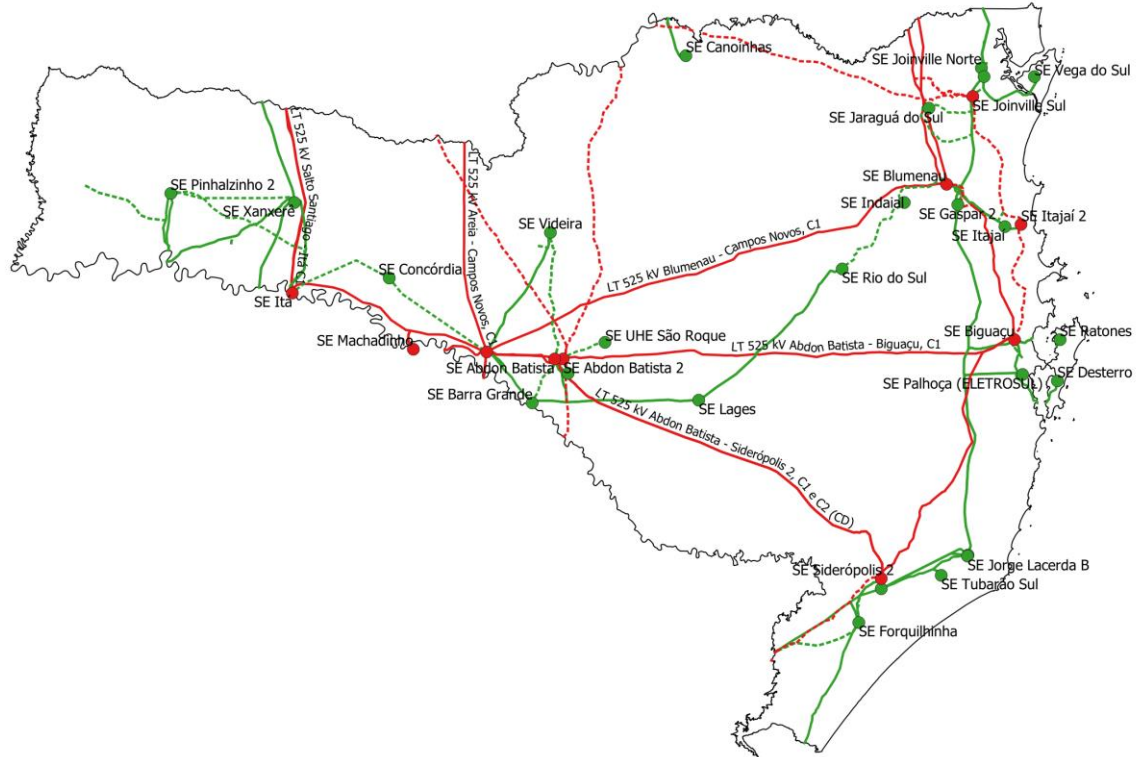


Figura 4-9 - Mapa geométrico do estado de Santa Catarina

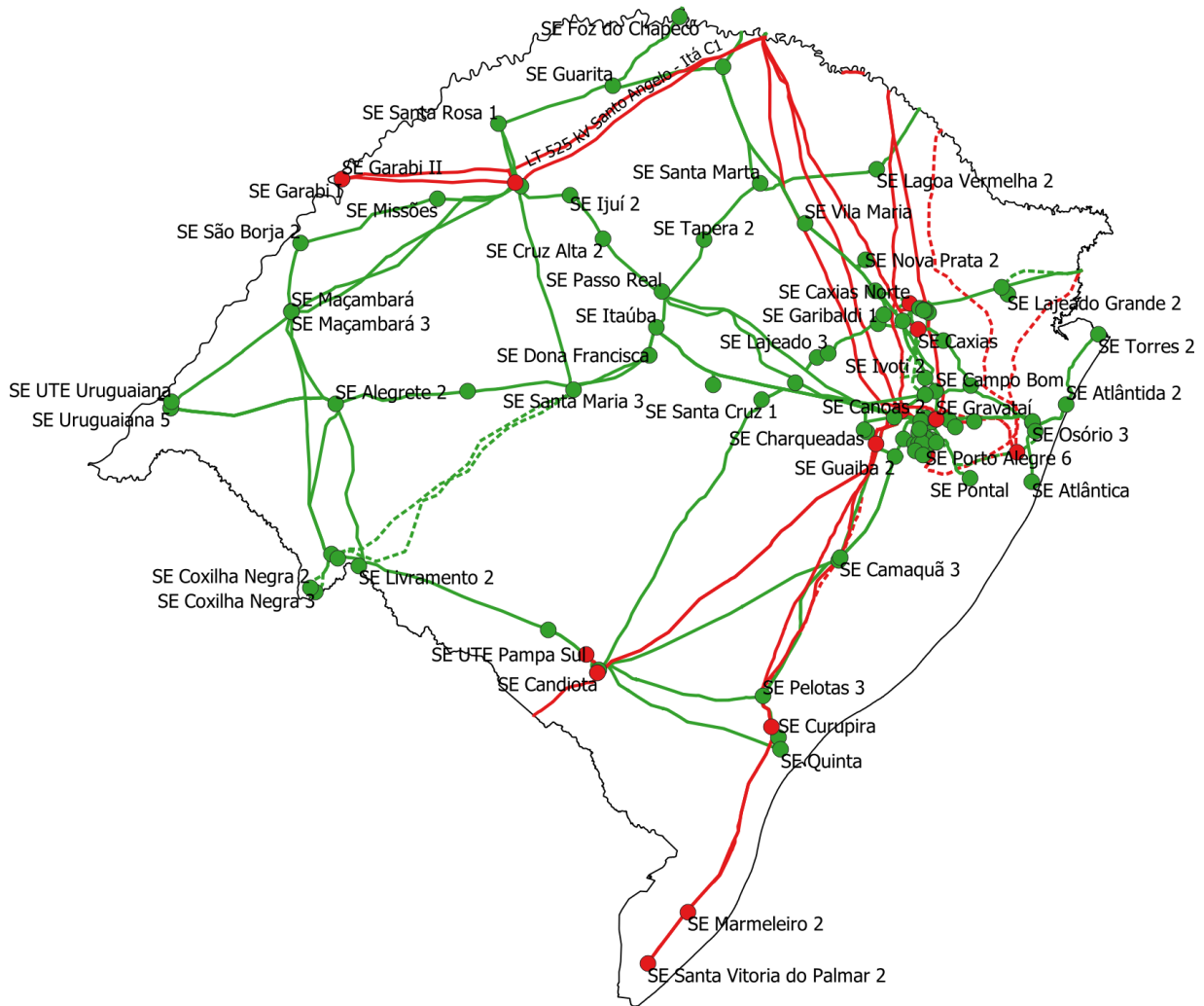


Figura 4-10 - Mapa geoeletrico do estado do Rio Grande do Sul

5 CENÁRIOS ANALISADOS

Para a realização do diagnóstico dos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul foram avaliados quatro cenários críticos de atendimento, que tiveram como ponto de partida os casos-base do PDE 2032, para os quais alterações no despacho regional foram implementados para obter condições mais críticas de desempenho da rede.

5.1 Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média

Neste cenário as usinas hidráulicas da região Sul estão com despacho reduzido, com cerca de 50% da capacidade instalada das bacias. As usinas eólicas estão com 10% da capacidade e as usinas térmicas

com cerca de 35% de despacho (com exceção da UTE Araucária que teve despacho zerado). Este cenário tem como objetivo maximizar a importação da região Sul como um todo.

Mato Grosso do Sul

Neste cenário, foi zerado o despacho das usinas térmicas à biomassa (período de entressafra) e maximizado para 90% o despacho das usinas solares. Além disso, foi considerado o cenário crítico com despacho de Teles Pires maximizado em 100% e despacho reduzido de UHEs em SP/GO em torno de 40%.

5.2 Cenário Norte Úmido – Carga Leve

Neste cenário as usinas hidráulicas da região Sul estão com despacho reduzido, com cerca de 50% da capacidade instalada das bacias. As usinas eólicas estão com 10% da capacidade e as usinas térmicas na inflexibilidade. O objetivo desse cenário é de avaliar o suporte de controle de tensão do sistema sob condições de baixo carregamento, a fim de verificar se os reatores existentes e os recursos de controle de tensão via tapes dos transformadores são suficientes para manter o perfil de tensão dentro dos limites admissíveis.

Mato Grosso do Sul

Neste cenário, foi zerado o despacho das usinas térmicas à biomassa (período de entressafra) e das usinas solares.

5.3 Cenário Norte Seco – Carga Média

Neste cenário as usinas hidráulicas da região Sul estão com despacho elevado, com cerca de 90% da capacidade instalada das bacias. As usinas eólicas estão com 90% da capacidade e as usinas térmicas operam na inflexibilidade.

Mato Grosso do Sul

Neste cenário, foi maximizado para 100% o despacho das usinas térmicas à biomassa (período de safra) e maximizado para 90% o despacho das usinas solares. Além disso, foi considerado o cenário crítico com despacho de Teles Pires minimizado em 15% e despacho elevado de UHEs em SP/GO em torno de 60%.

5.4 Cenário Norte Seco (Fornecimento Sul elevado) – Carga Leve

Neste cenário as usinas hidráulicas da região Sul estão com despacho elevado, com cerca de 90% da capacidade instalada das bacias. As usinas eólicas estão com 90% da capacidade e as usinas térmicas operam na inflexibilidade.

Mato Grosso do Sul

Neste cenário, foi maximizado para 100 % o despacho das usinas térmicas à biomassa (período de safra) e mantido zerado o despacho das usinas solares.

6 RESULTADOS DO DIAGNÓSTICO DA REDE

As figuras a seguir ilustram os carregamentos máximos em elementos do sistema de transmissão do sistema interligado dos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, em regime normal e nas perdas de linhas de transmissão e transformadores em cada cenário de geração analisado. As violações detectadas serão analisadas em detalhe nos itens que se seguem.

Aproveitamos para informar que este diagnóstico teve foco na rede básica, rede de distribuição e DIT não foram monitoradas. No entanto, tais equipamentos possuem acompanhamento contínuo em parceria com as distribuidoras locais e ONS.

6.1 Estado do Mato Grosso do Sul

6.1.1 Violações de carregamento

O estado do Mato Grosso do Sul possui um grande potencial de geração solar na região Nordeste, conforme destacado na Figura 6-1.

Num cenário específico (Cenário Norte Úmido – Carga Média – Entressafra da biomassa) em que as usinas de Teles Pires estão com despacho elevado e as UHEs de SP e GO estão com geração reduzida, ocorre um fluxo elevado de Goiás para São Paulo pelo corredor de 230 kV Rio Verde Norte – Jataí – Chapadão – Inocência – Ilha Solteira 2 (trecho que também representa um grande potencial de geração solar na região Nordeste do MS).

Conforme Figura 6-2, todo esse potencial de geração no sentido de SP, tem provocado carregamentos elevados na transformação 440/230 kV de Ilha Solteira 2. Recentemente, este impacto tem sido negativo para margem de escoamento de geração na região, visto que tem limitado o acesso de novos geradores na região.

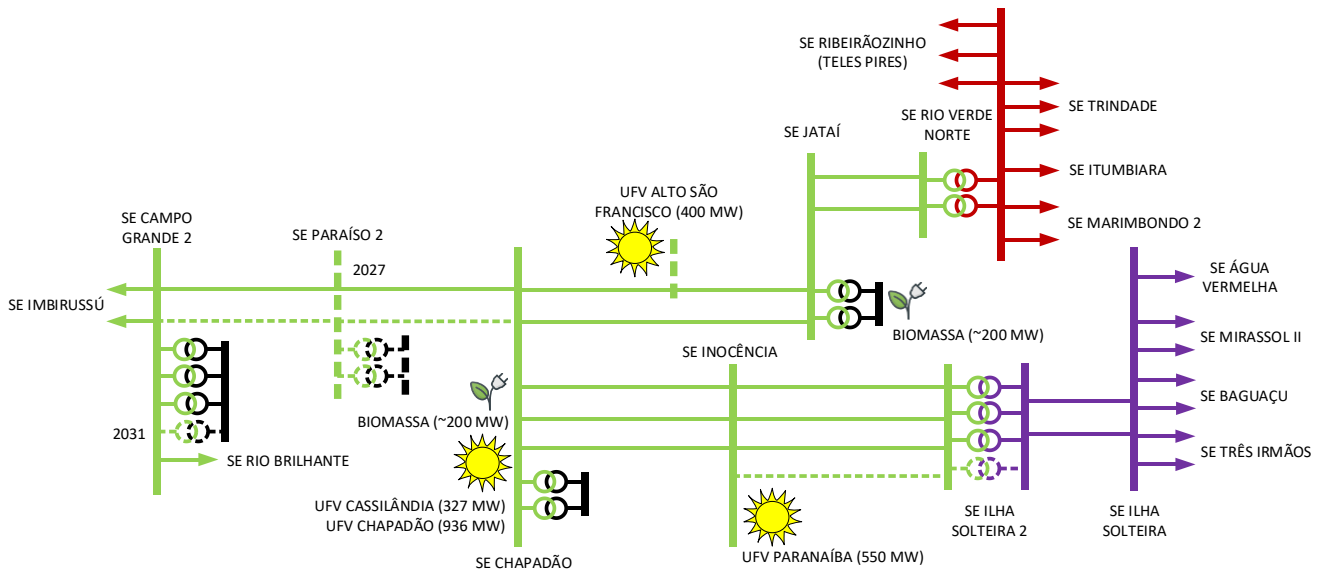


Figura 6-1 – Diagrama da região Nordeste – Mato Grosso do Sul

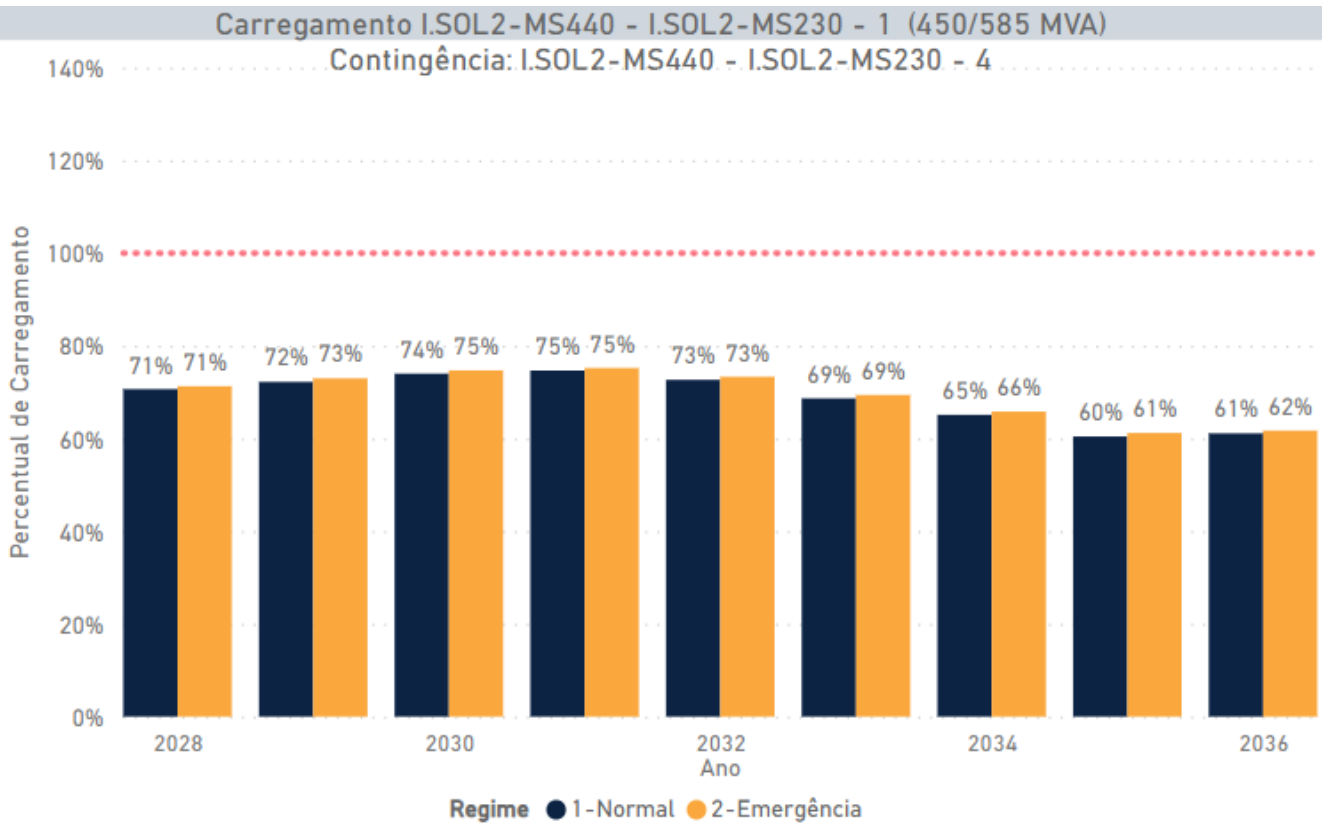


Figura 6-2 - Carregamento da transformação 440/230 kV de Ilha Solteira 2, em regime normal e em contingência

Neste caso, a EPE propõe avaliar, em momento oportuno, a necessidade de realização de um estudo prospectivo do potencial de geração no Nordeste – MS.

6.2 Estado do Paraná

6.2.1 Violações de carregamento

Região Noroeste

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

A SE Maringá possui três transformadores 230/138 kV (ATF-A e ATF-B – 2 x 150/187 MVA – 125% e ATF-C – 150/180 MVA – 120%) e, conforme Figura 6-3 e Figura 6-4, ocorre sobrecarga no 3º TR (ATF-C) 230/138 kV da SE Maringá, em N-1, a partir de 2035 e no 2º TR (ATF-B), também em N-1, a partir de 2036.

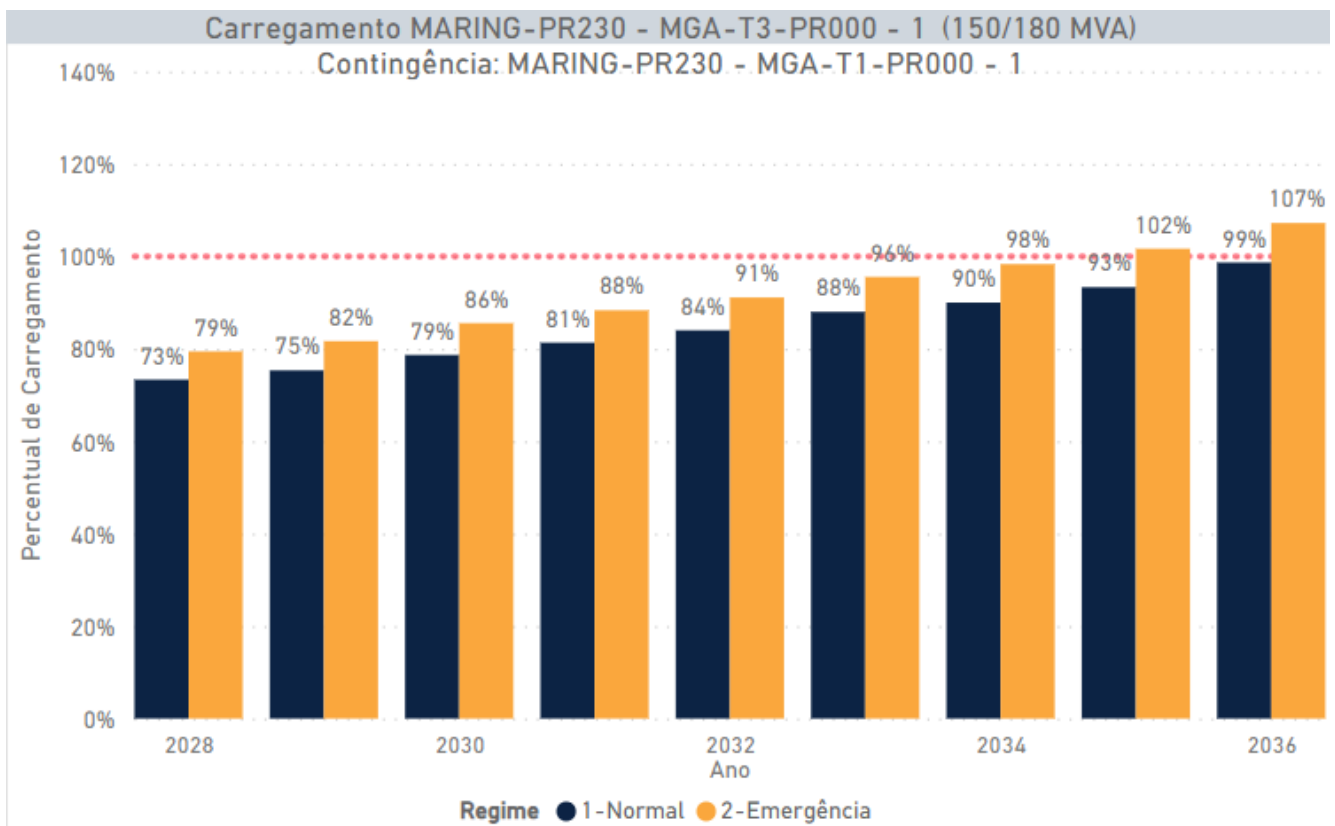


Figura 6-3 – Carregamento da transformação 230/138 kV de Maringá (ATF-C), em regime normal e em contingência

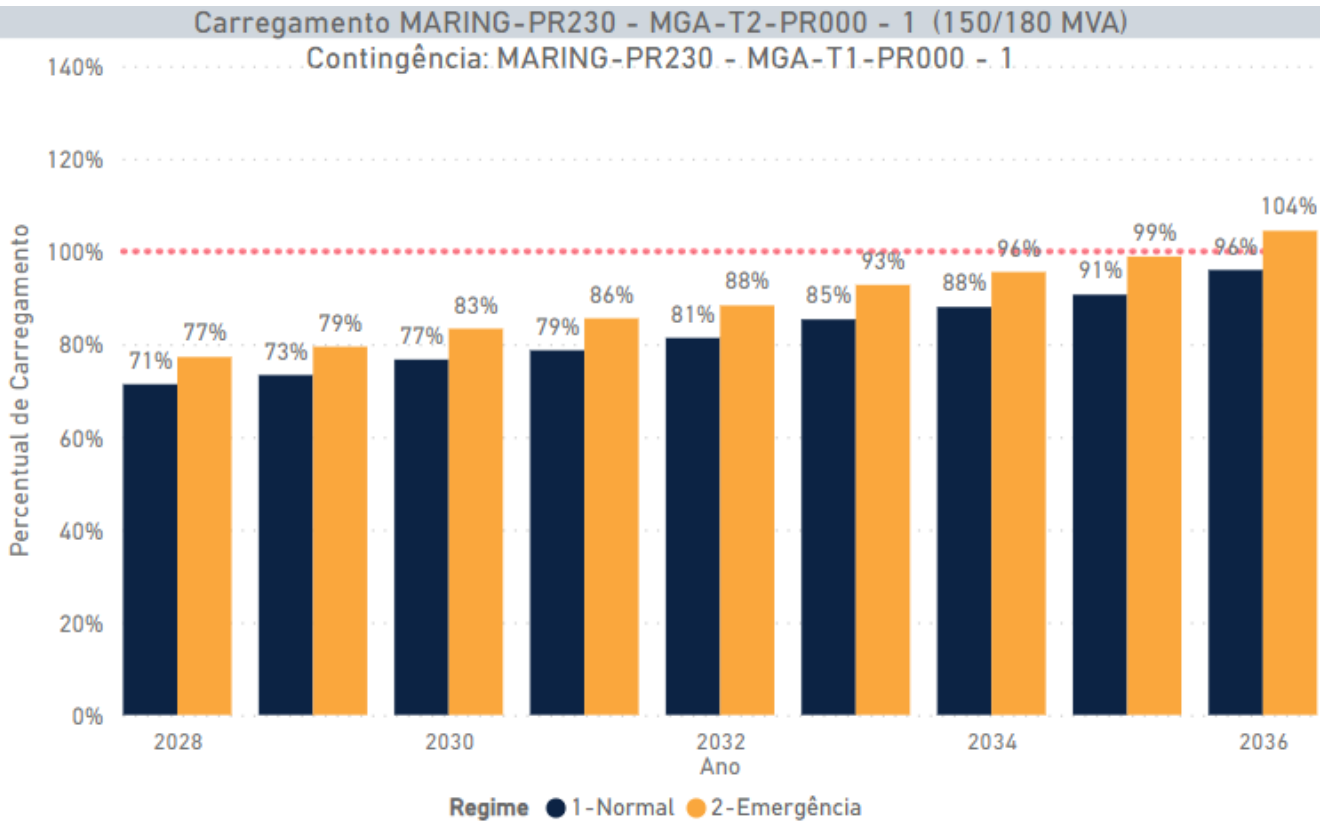


Figura 6-4 – Carregamento da transformação 230/138 kV de Maringá (ATF-B), em regime normal e em contingência

Conforme Figura 6-5 e Figura 6-6, ocorre sobrecarga na LT 230 kV Maringá – Sarandi C1 e C2, respectivamente nos anos de 2028 e 2035 na contingência de um dos circuitos.

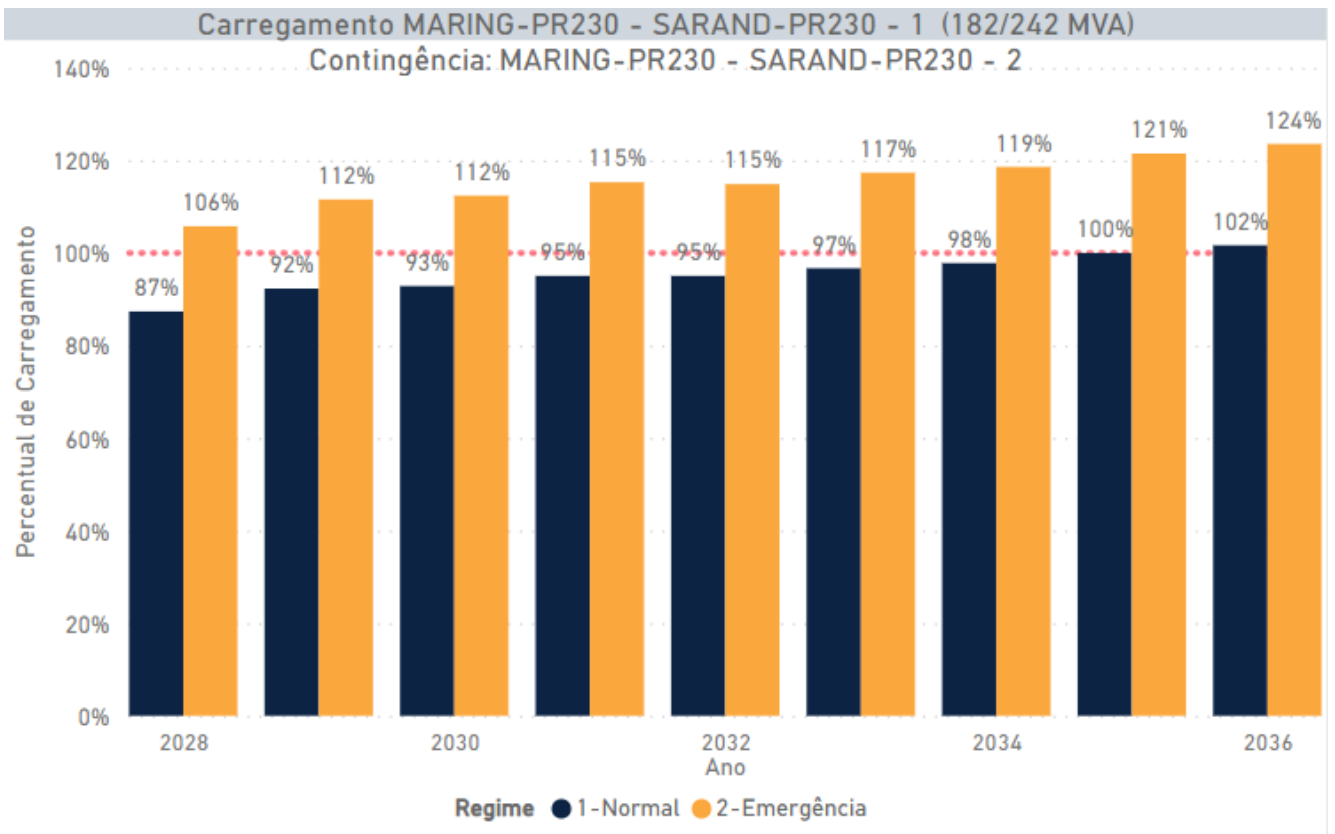


Figura 6-5 – Carregamento da LT 230 kV Maringá – Sarandi C1, em regime normal e na contingência do circuito 2

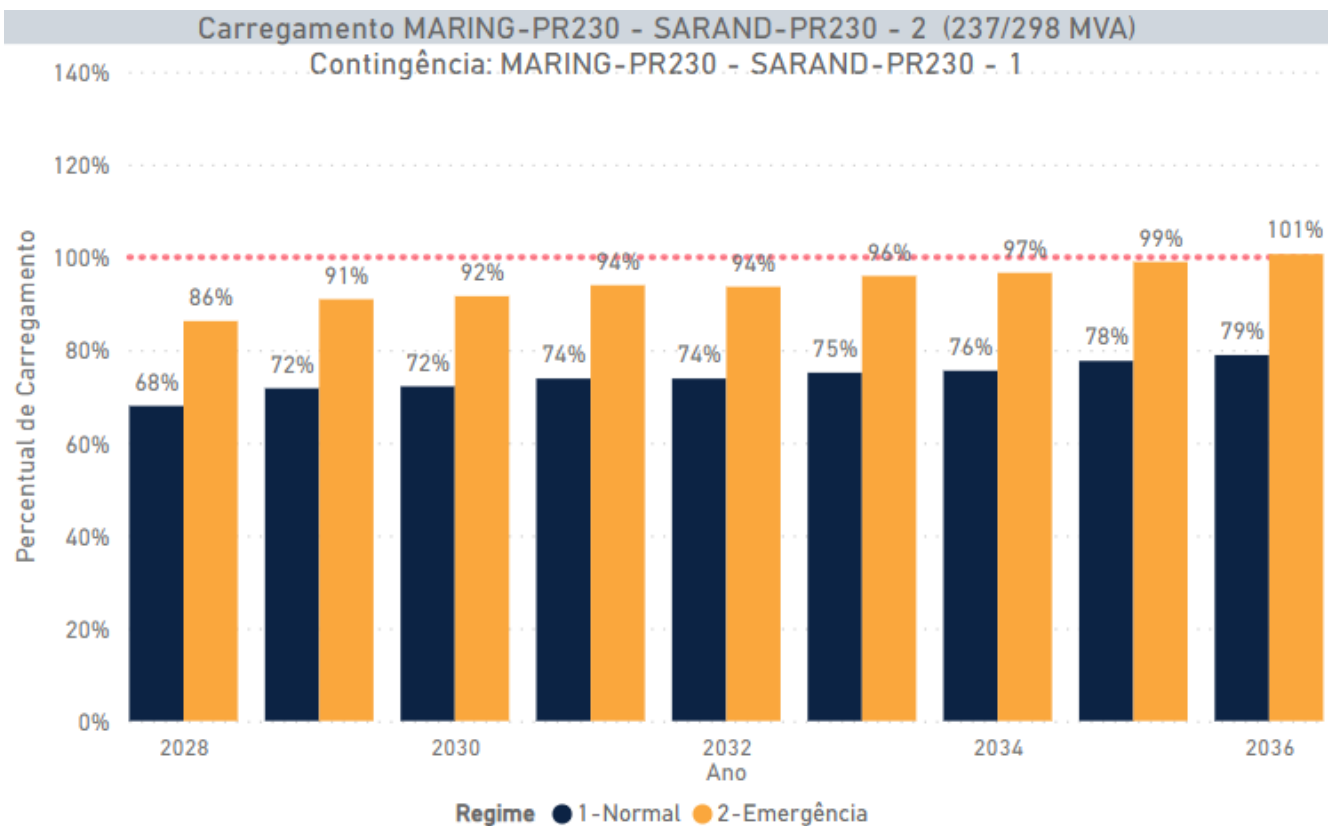


Figura 6-6 – Carregamento da LT 230 kV Maringá – Sarandi C2, em regime normal e na contingência do circuito 1

Neste caso, a EPE propõe um estudo para atendimento à região Noroeste – PR visando solucionar as restrições informadas acima.

Região Oeste

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Seco (Fornecimento Sul elevado) – Carga Leve.

Conforme Figura 6-7, ocorre sobrecarga na LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório 1/2/3 a partir de 2034 e, também, destacamos o carregamento elevado a partir de 2028 que tem sido motivo de restrição de margem de escoamento.

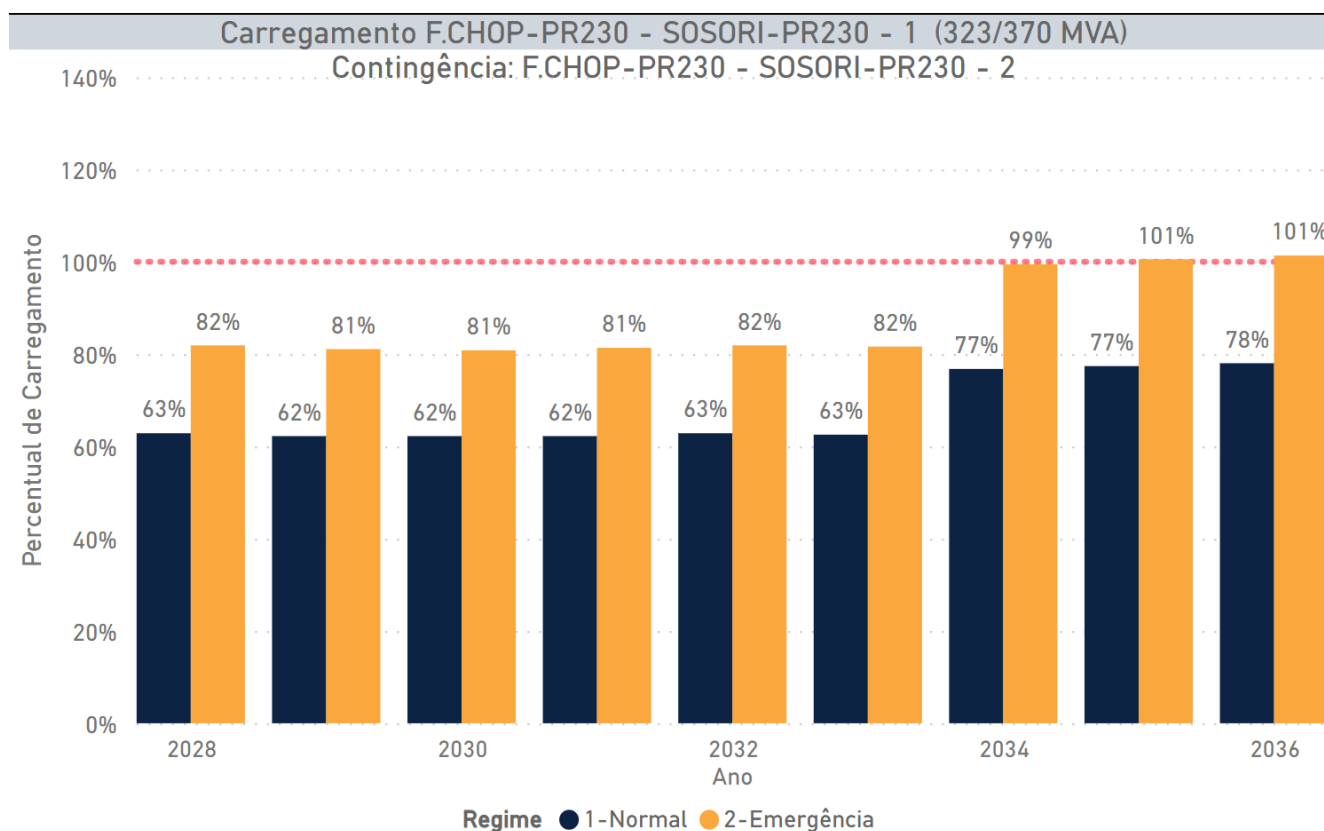


Figura 6-7 - Carregamento da LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório C1/2/3, em regime normal e na contingência do circuito remanescente

Conforme Figura 6-8, destacamos o carregamento elevado em regime normal da LT 230 kV UHE Baixo Iguçu – Cascavel Oeste C1 desde 2028 e que tem sido motivo de restrição de margem de escoamento.

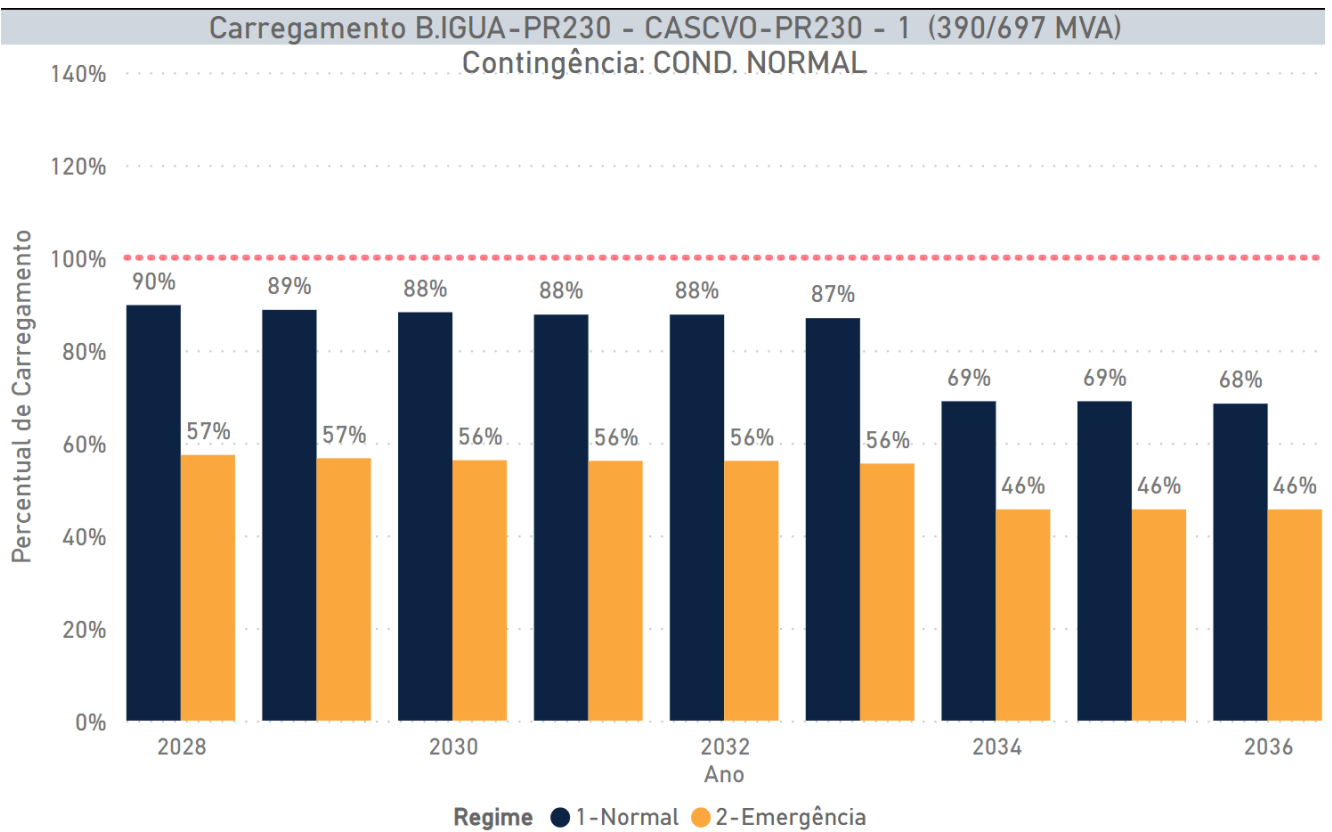


Figura 6-8 - Carregamento da LT 230 kV Baixo Iguaçu – Cascavel Oeste, em regime normal e emergência

Neste caso, a EPE propõe a revisão do estudo para atendimento à região Oeste e Sudoeste – PR visando solucionar as restrições informadas acima.

6.3 Estado de Santa Catarina

6.3.1 Violações de carregamento

Região Sul e Extremo Sul

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

A SE Forquilha possui três transformadores 230/69 kV (3x150/195 MVA - 130%) e, conforme Figura 6-9, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2033.

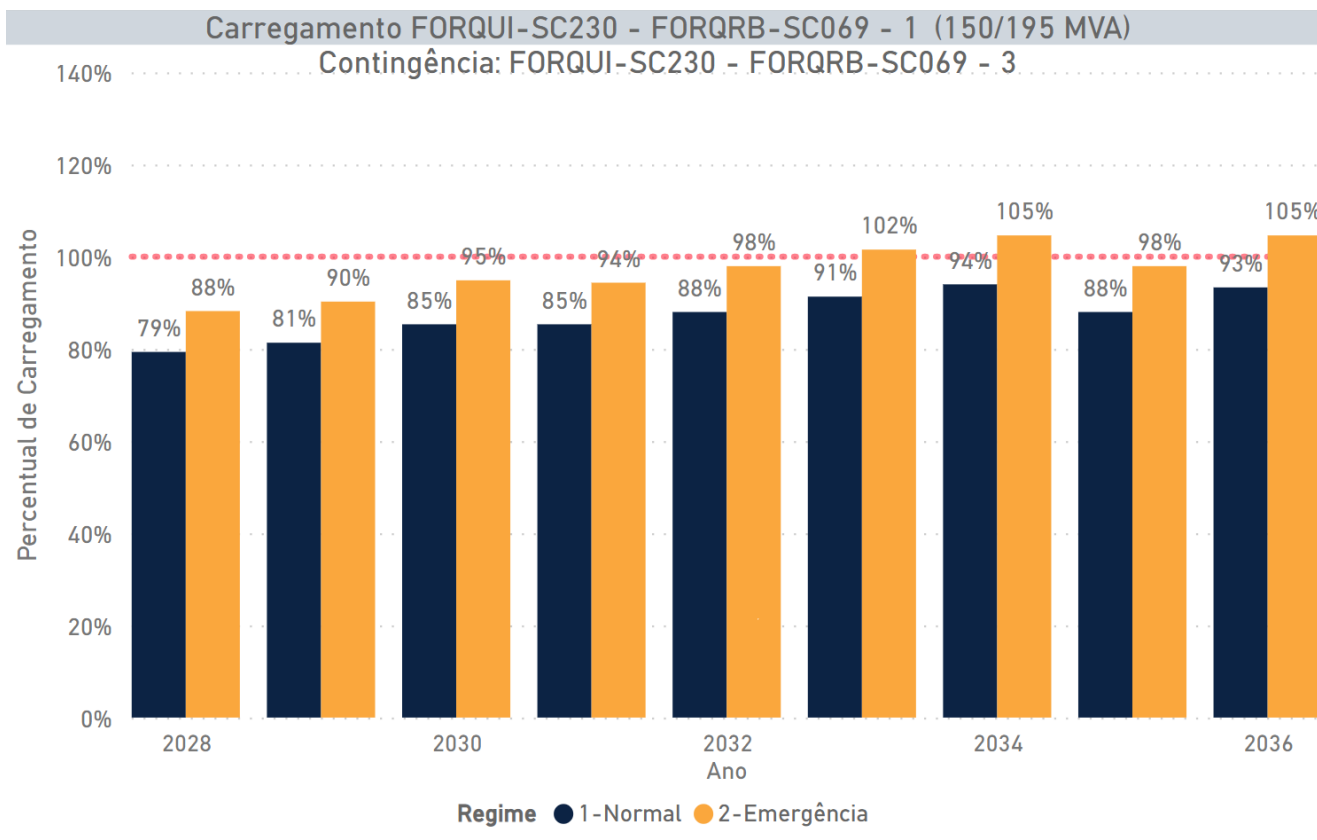


Figura 6-9 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Forquilha, em regime normal e em contingência

Neste caso, a EPE avaliará junto com a CELESC se todas as obras de distribuição recomendadas no estudo EPE-DEE-RE-068/2020 (Estudo de Atendimento às Regiões Sul e Extremo Sul de Santa Catarina) foram implementadas nos casos base do Plano Decenal, visto que tal sobrecarga já havia sido detectada neste estudo e a solução recomendada para região extremo sul foi dada pela rede de distribuição.

Região Metropolitana de Florianópolis

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

A SE Biguaçu possui quatro transformadores 230/138 kV (TF5 e TF6 2x150/159 MVA - 106%, TF7 1x150/150 MVA - 100% e TF8 1x150/180 MVA -120%) e, conforme figuras abaixo, ocorre sobrecarga nestes TRs na contingência da LT 230 kV Biguaçu – Palhoça C1 a partir de 2033.

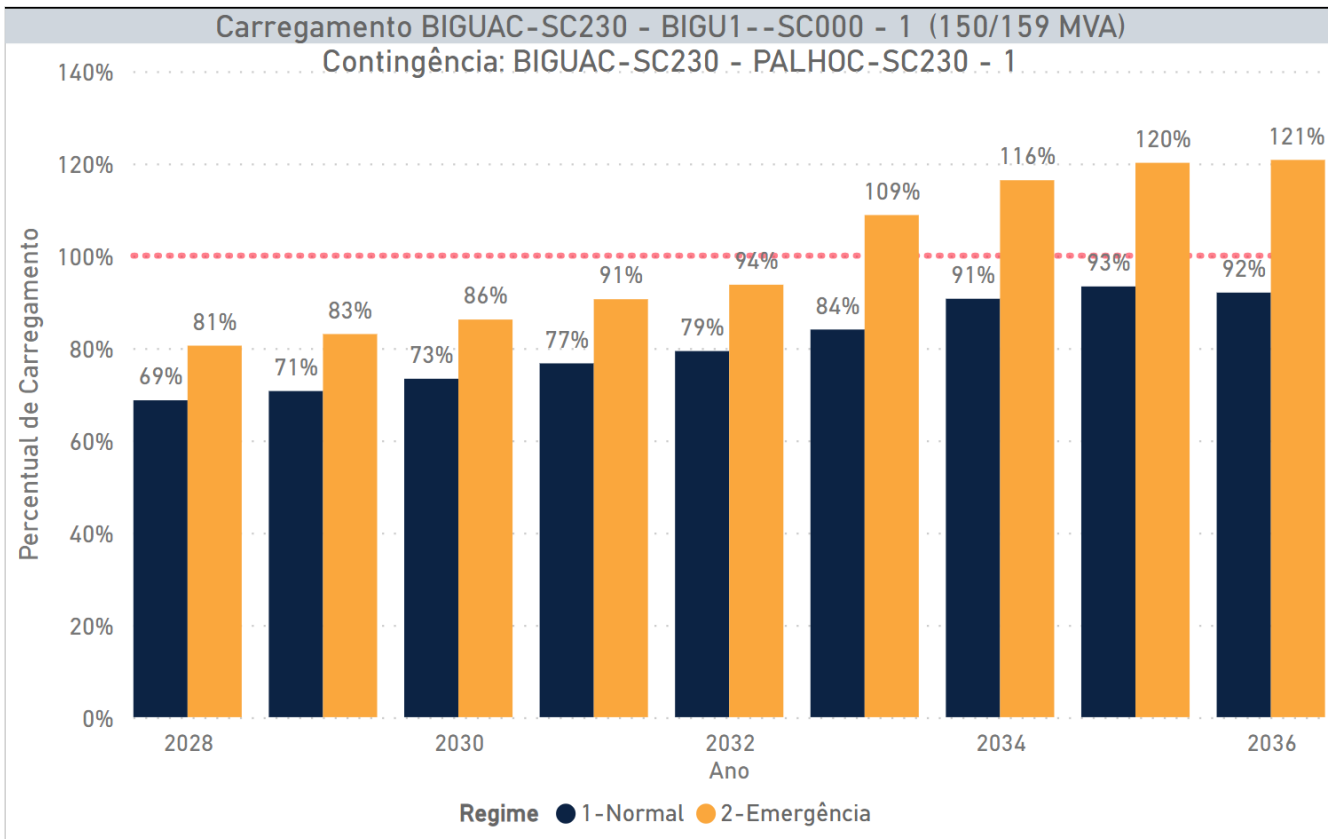


Figura 6-10 - Carregamento da transformação 230/138 kV de Biguaçu (TF5 e TF6), em regime normal e em contingência

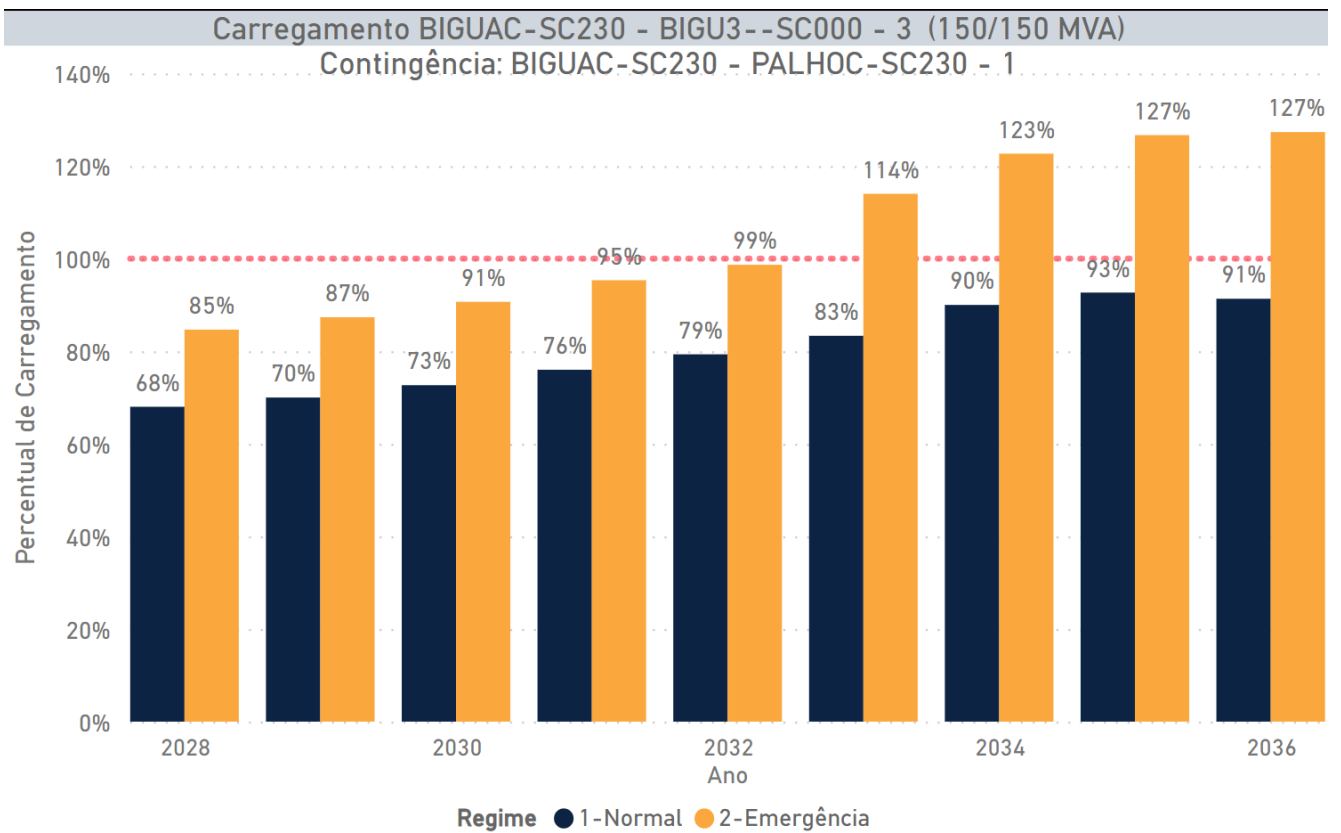


Figura 6-11 - Carregamento da transformação 230/138 kV de Biguaçu (TF7), em regime normal e em contingência

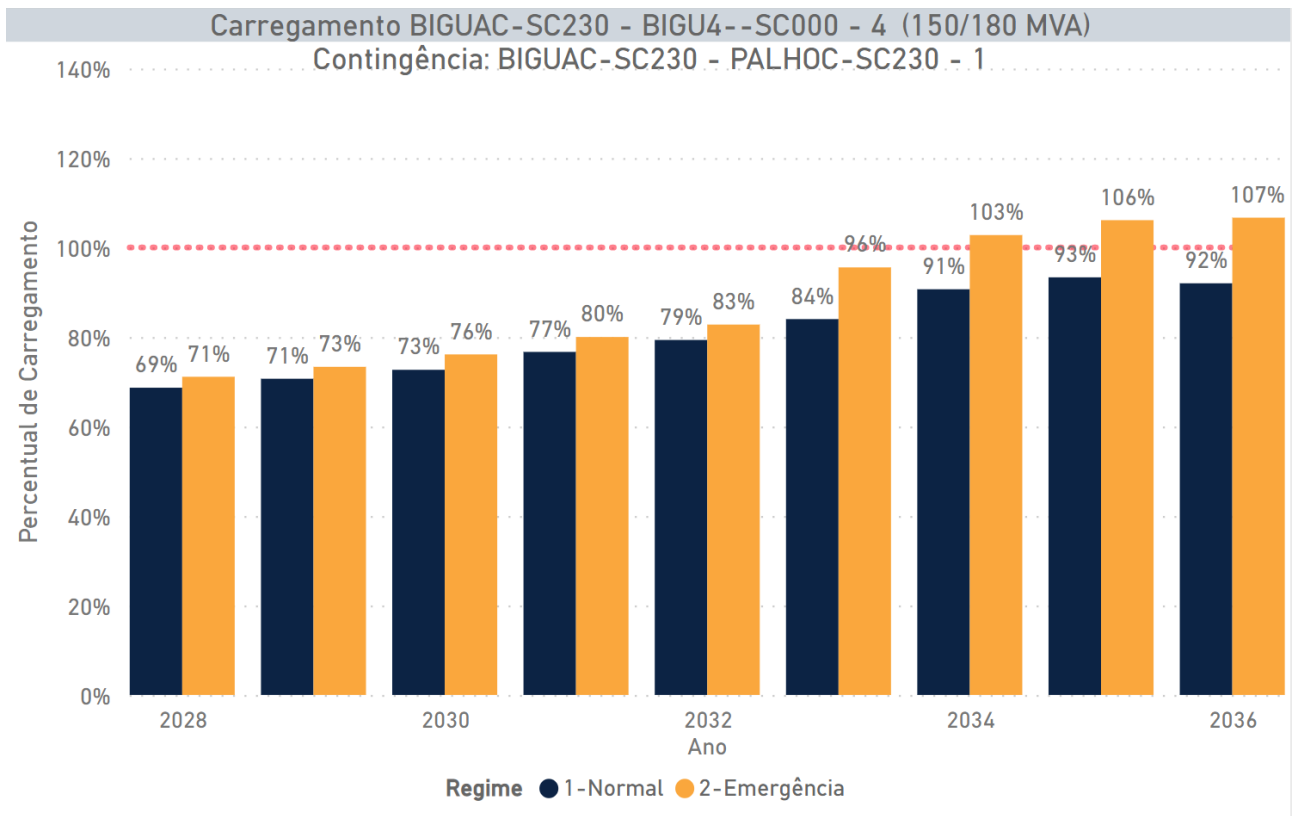


Figura 6-12 - Carregamento da transformação 230/138 kV de Biguaçu (TF8), em regime normal e em contingência

Ainda na mesma região, ocorre sobrecarga na LT 230 kV Biguaçu – Palhoça, em regime normal, a partir de 2033.

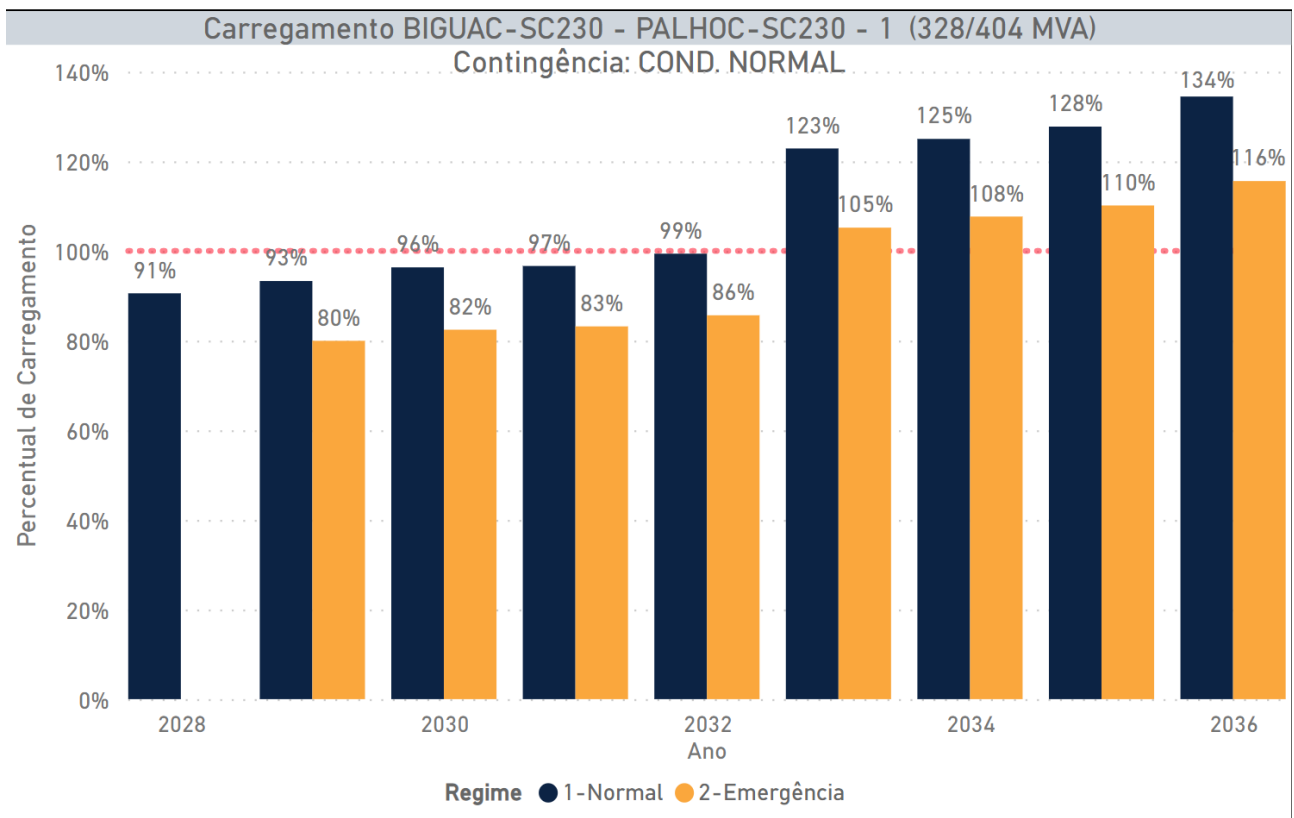


Figura 6-13 - Carregamento da LT 230 kV Biguaçu - Palhoça, em regime normal e emergência

Neste caso, se encontra (em fase final) um estudo de Atendimento à Região Continental da Grande Florianópolis que deverá recomendar (no horizonte determinativo) reforços na transformação 230/138 kV da SE Biguaçu e (no horizonte indicativo) uma nova fronteira 230/138 kV próxima a região de Palhoça além de ajustes na rede de distribuição para adequada redistribuição de cargas entre as fronteiras.

Região de Canoinhas

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

A SE Canoinhas possui três transformadores 230/138 kV (TF1 e TF2 - 2x150/159 MVA - 106% e TF3 - 1x150/180 MVA - 120%) e, conforme Figura 6-14, ocorre sobrecarga no TF1 e TF2 na contingência de uma das três unidades a partir de 2033.

Além disso, ocorre sobrecarga na LT 230 kV Canoinhas – São Mateus do Sul C1 ou C2 na contingência de um dos circuitos a partir de 2031, conforme Figura 6-15.

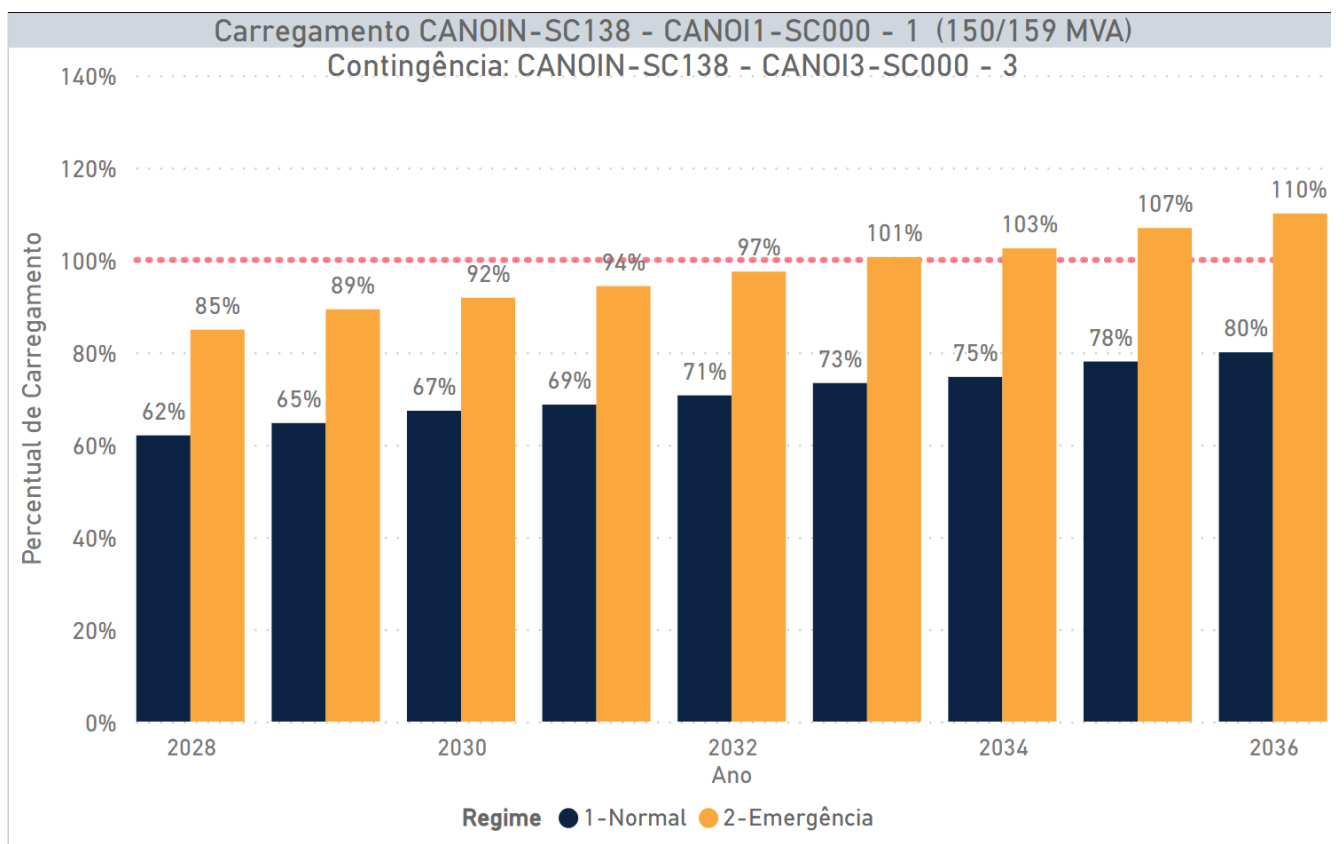


Figura 6-14 - Carregamento da transformação 230/138 kV de Canoinhas (TF1 e TF2), em regime normal e em contingência

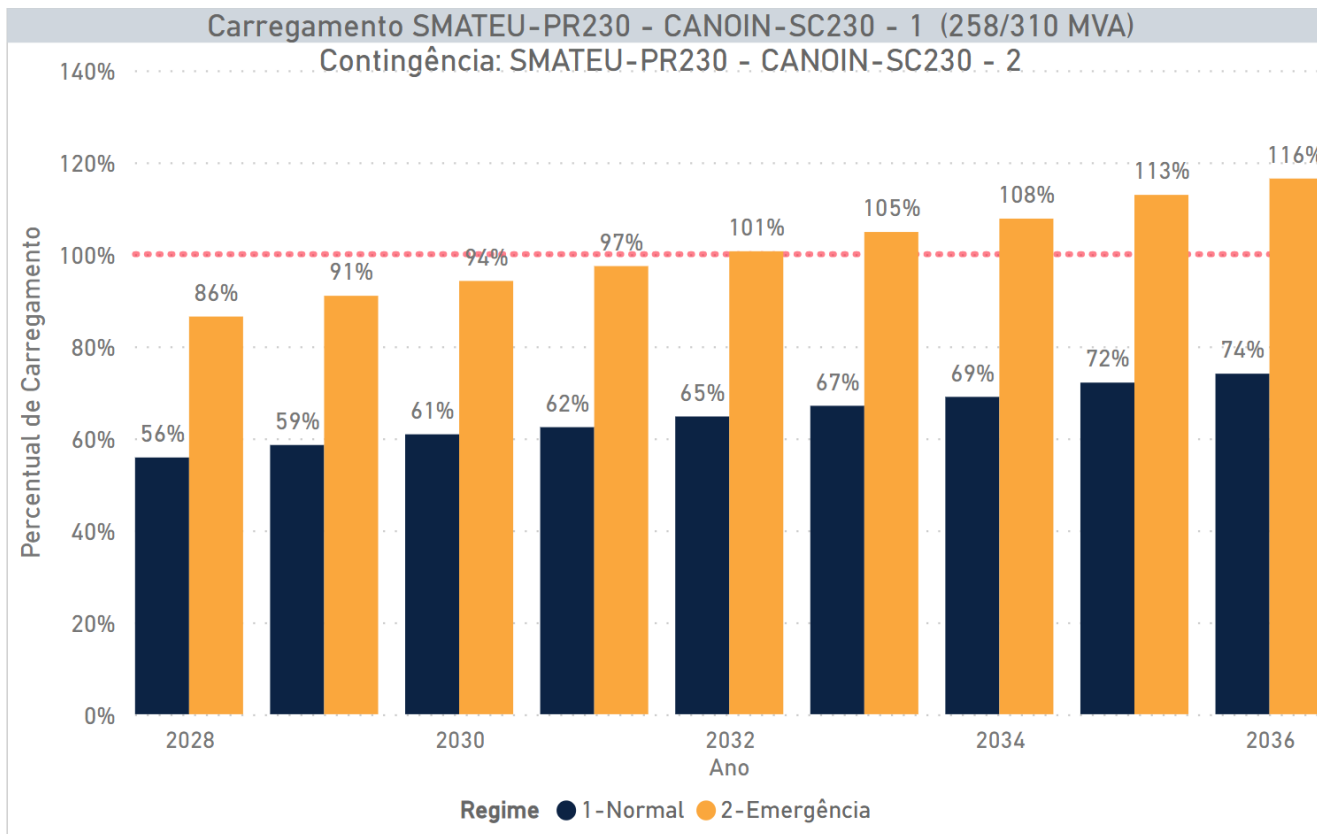


Figura 6-15 - Carregamento da LT 230 kV Canoinhas – São Mateus do Sul, em regime normal e emergência

A EPE avaliou a região no estudo EPE-DEE-NT-014/2023 (Reforços para o Sistema Elétrico dos Estados Paraná e Santa Catarina) e recomendou, em horizonte indicativo, o 4º TF 230/138 kV e a nova LT 230 kV Ponta Grossa – Canoinhas. No entanto, foi realizado contato com a transmissora (CGT-ELETROSUL) e a distribuidora local (CELESC) para maior detalhamento sobre a viabilidade de conexão dos novos equipamentos e a distribuidora informou ser inviável fisicamente a conexão de um novo transformador no barramento de 138 kV. Logo, devido a inviabilidade tal solução deverá ser revisada pela EPE em momento oportuno.

6.4 Estado do Rio Grande do Sul

6.4.1 Violações de carregamento

Região Serrana

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

A SE Caxias do Sul 5 possui dois transformadores 230/13,8 kV (TR-1 - 1 x 50/75 MVA - 150% e TF-2 - 1 x 50/50 MVA - 100%) e, conforme Figura 6-16, ocorre sobrecarga em regime normal a partir de 2031.

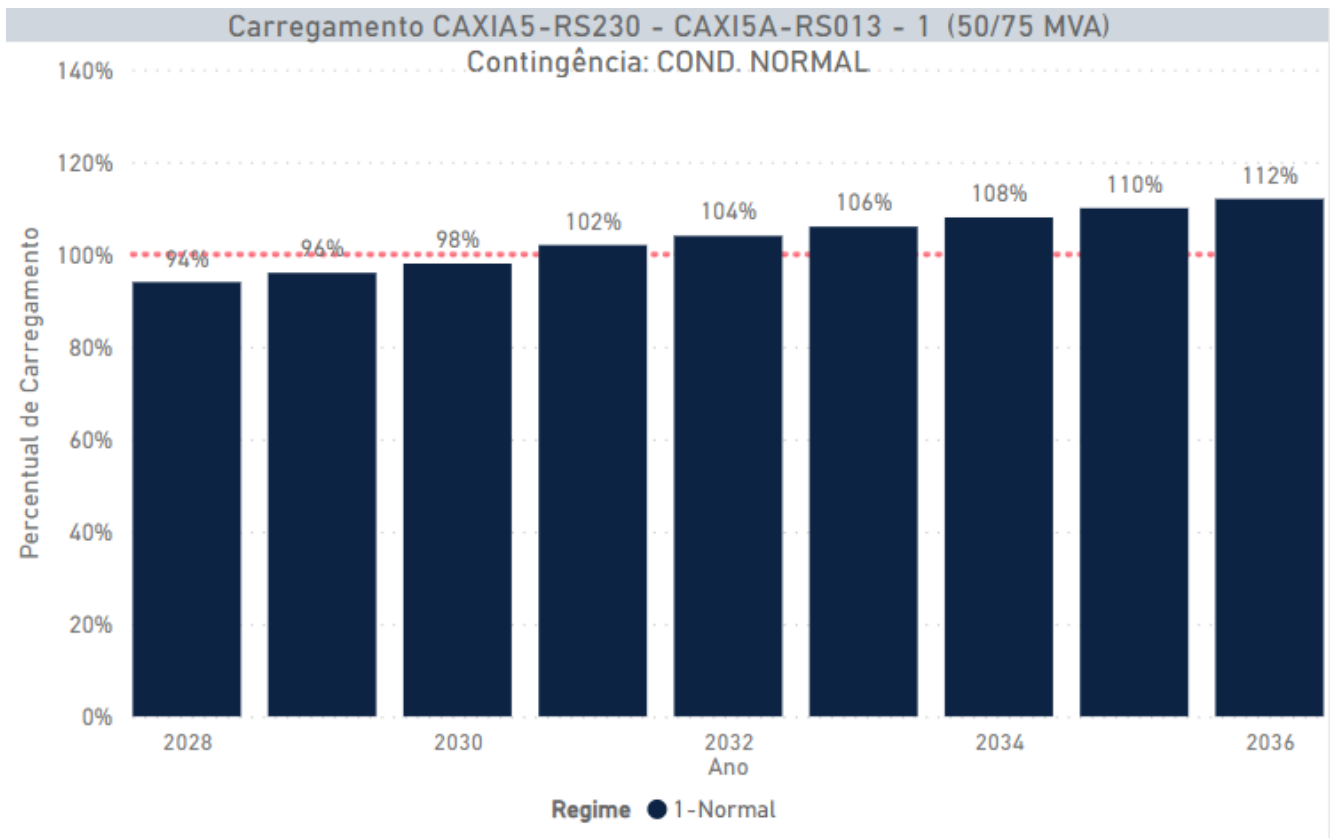


Figura 6-16 - Carregamento da transformação 230/13,8 kV de Caxias do Sul 5 (TR-1) em regime normal

Neste caso, a EPE avaliará junto com a RGE a possibilidade de redistribuição de carga do TR1 para o TR2 ou possível implantação do 3º TR (já recomendado pela EPE em estudos anteriores).

Região Oeste

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

A SE São Borja 2 possui três transformadores 230/69 kV (TR-1 - 1 x 50/75 MVA - 150%, TR-6 - 1 x 50/50 MVA - 100% e TR-7 - 1 x 50/60 MVA - 120%) e, conforme Figura 6-17, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2029.

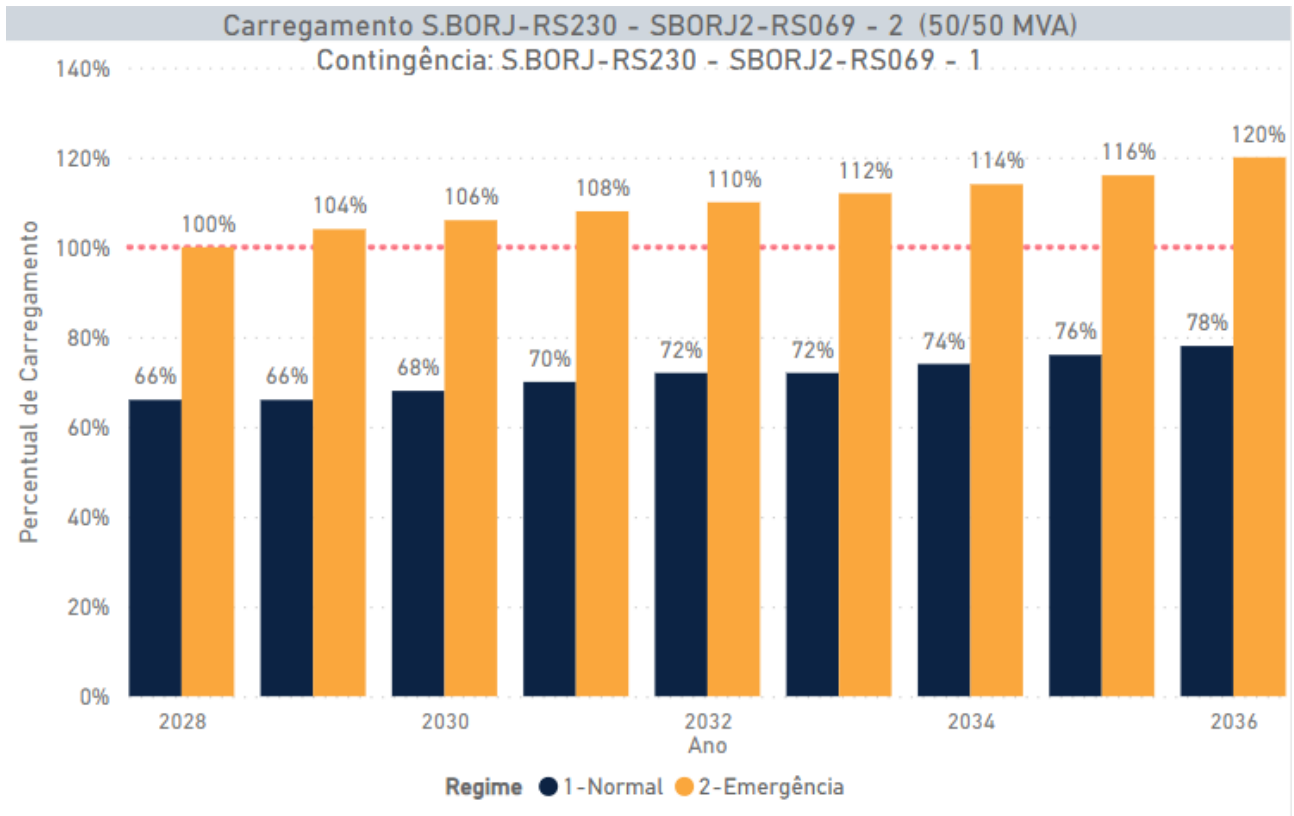


Figura 6-17 - Carregamento da transformação 230/69 kV de São Borja 2, em regime normal e em contingência

A SE Maçambará possui três transformadores 230/69 kV (TR-1, TR-7 e TR-9 - 3 x 83/125 MVA - 150%) e, conforme Figura 6-18, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2034.

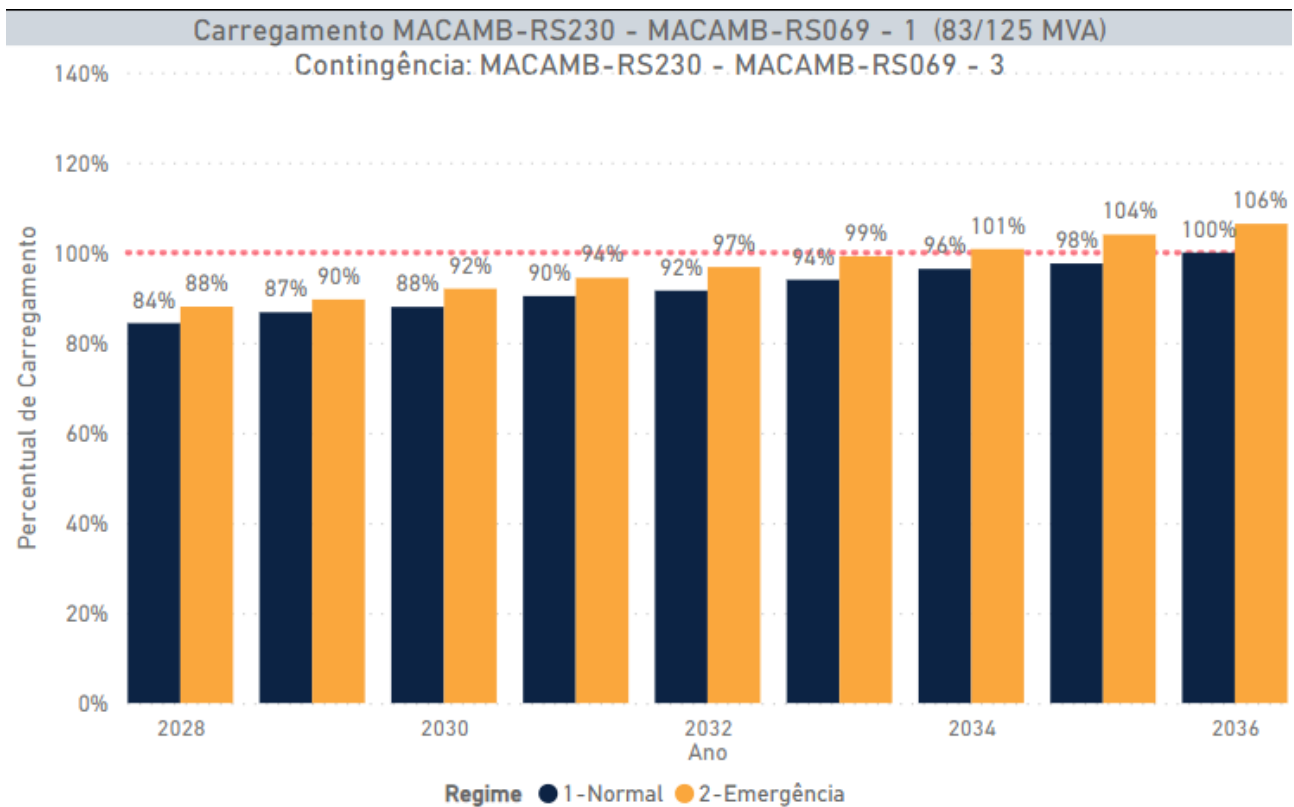


Figura 6-18 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Maçambará, em regime normal e em contingência

A SE Uruguaiana 5 possui três transformadores 230/69 kV (TR-1 e TR-2 - 2 x 83/125 MVA - 150% e TR-5 - 1 x 83/100 MVA - 100%) e, conforme Figura 6-19, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2034.

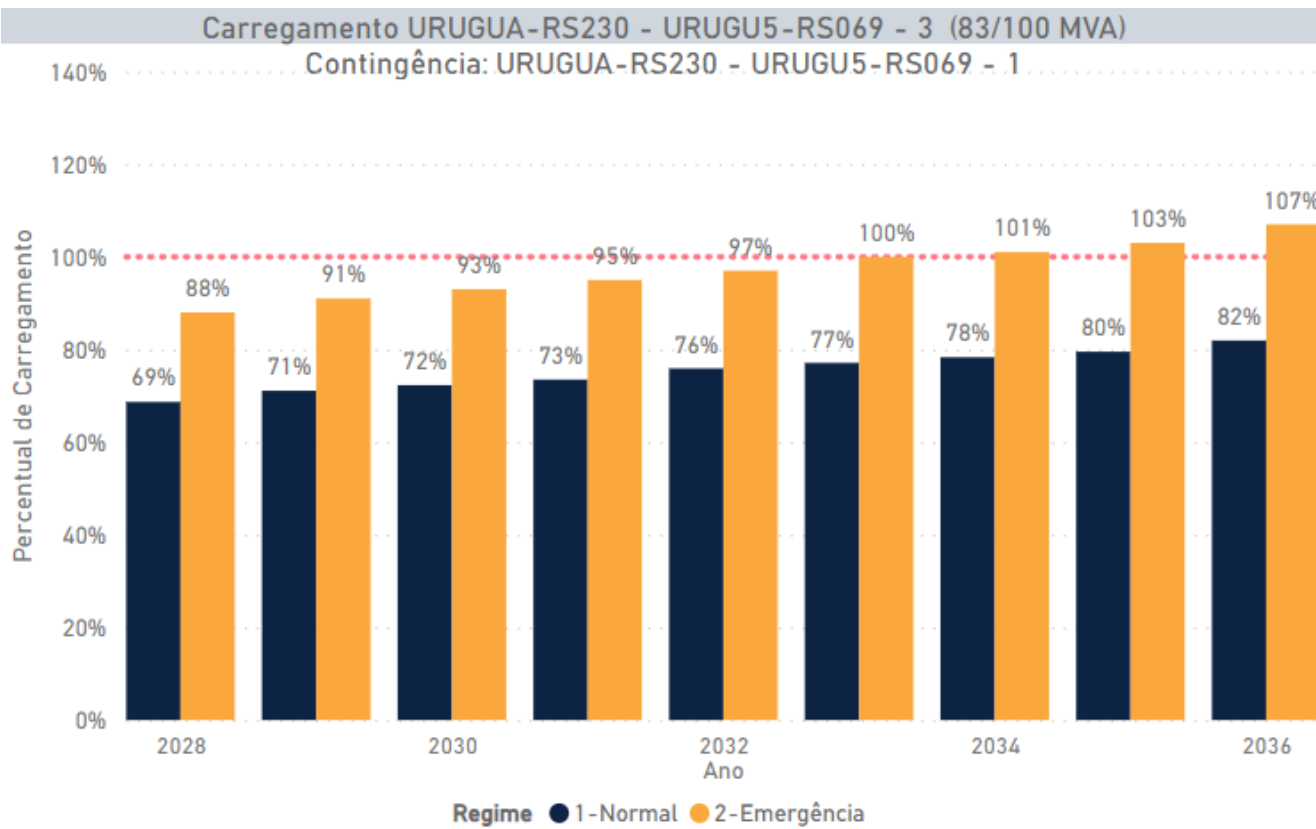


Figura 6-19 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Uruguaiana 5 (TR 5), em regime normal e em contingência

Neste caso, a EPE propõe um estudo para atendimento à região Oeste – RS visando solucionar as restrições informadas acima.

Região Noroeste

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

A SE Santa Marta possui dois transformadores 230/69 kV (TR-3 - 1 x 83/120 MVA - 145% e TR-11 - 1 x 83/100 MVA - 120%) e, conforme Figura 6-20, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2031.

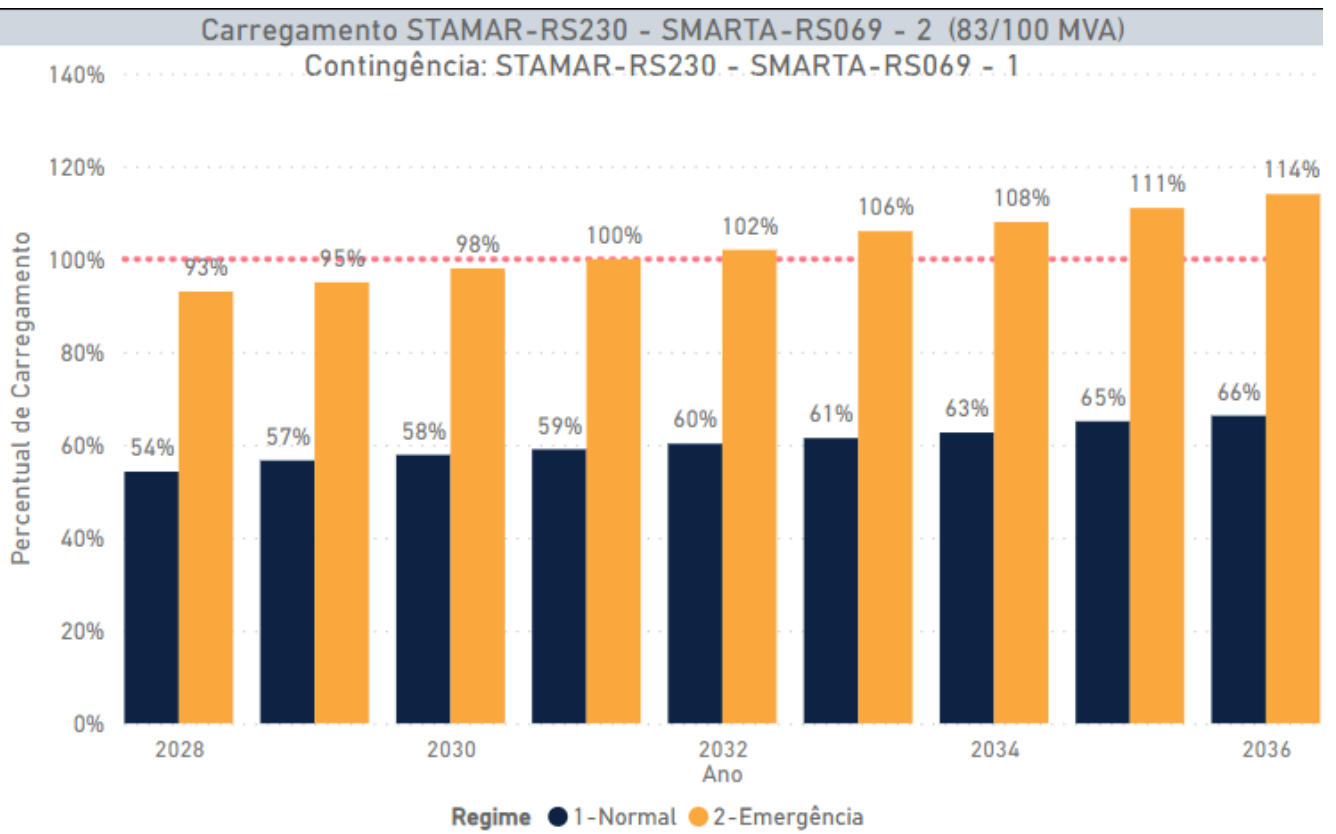


Figura 6-20 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Santa Marta (TR-11), em regime normal e em contingência

Sobrecarga na LT 230 kV Santa Marta – Passo Fundo C1, a partir de 2036, na contingência da LT 230 kV Barra Grande - Lagoa Vermelha 2 C1, conforme Figura 6-21.

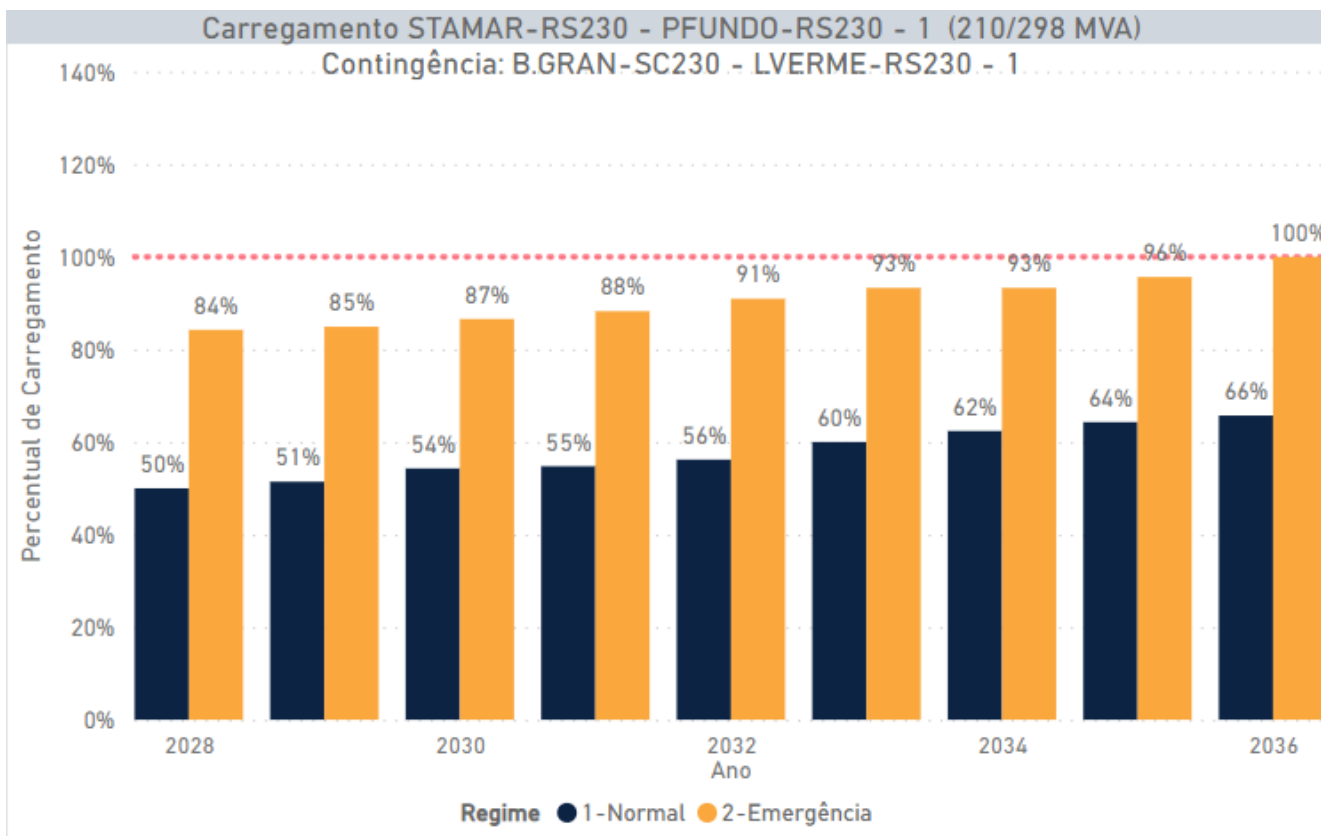


Figura 6-21 - Carregamento da LT 230 kV Santa Marta – Passo Fundo, em regime normal e emergência

Neste caso, se encontra (em fase final) um estudo de Atendimento à Região Norte e Oeste - RS que deverá recomendar (no horizonte determinativo) duas novas fronteiras (230/69 kV e 525/138 kV) na região além de ajustes na rede de distribuição para adequada redistribuição de cargas entre as fronteiras.

Região Central

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

A SE Lajeado 2 possui três transformadores 230/69 kV (TR-1 e TR-2 - 2 x 83/125 MVA - 151% e TR-3 - 1 x 83/83 MVA - 100%) e, conforme Figura 6-22 e Figura 6-23, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2028.

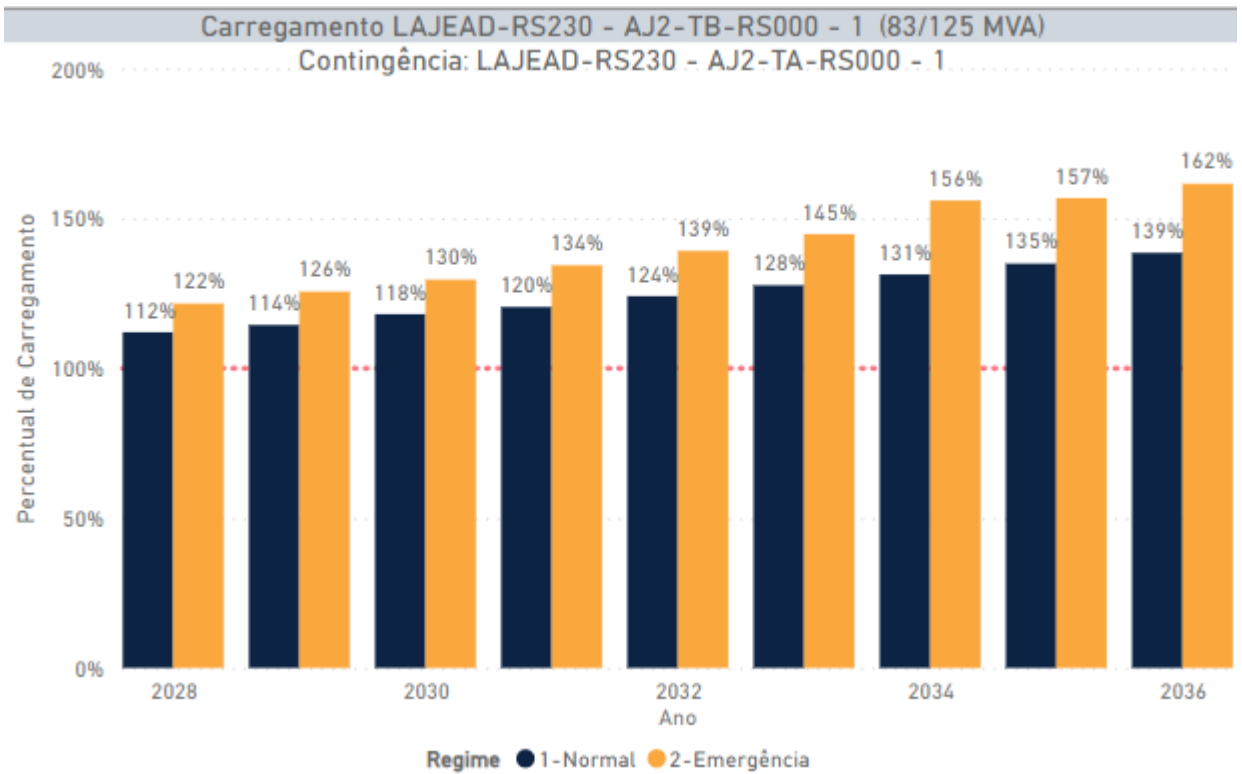


Figura 6-22 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Lajeado 2 (TR-1 ou TR-2), em regime normal e em contingência

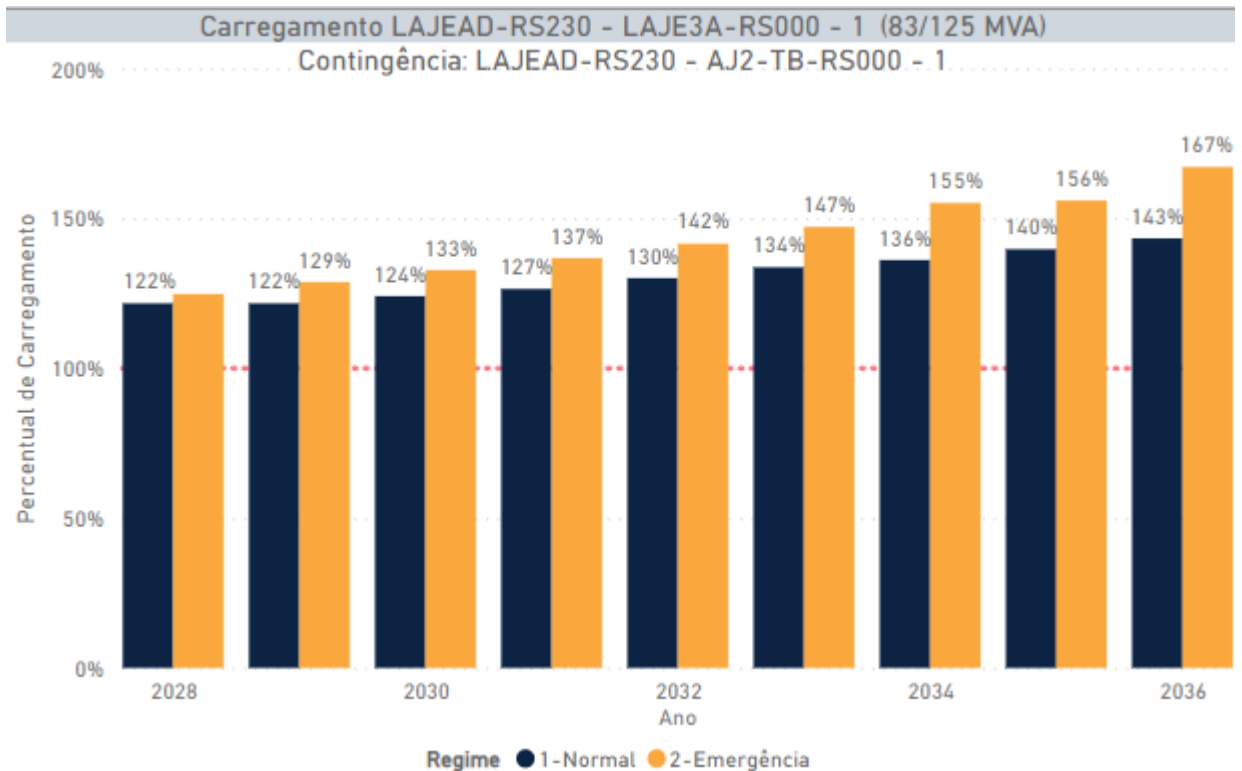


Figura 6-23 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Lajeado 2 (TR-3), em regime normal e em contingência

Visto que existe uma divergência em relação ao carregamento dos mesmos transformadores nos casos do PAR/PEL (ONS), avaliamos junto com a distribuidora local (RGE) e fomos informados de um erro na

projeção de carga da região. A distribuidora enviará uma correção e, a partir da nova projeção de carga, avaliaremos se a sobrecarga será extinta ou somente postergada.

A SE Candelária 2 possui dois transformadores 230/69 kV (TR-1 e TR-2 - 2 x 83/100 MVA - 120%) e, conforme Figura 6-24, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2028.

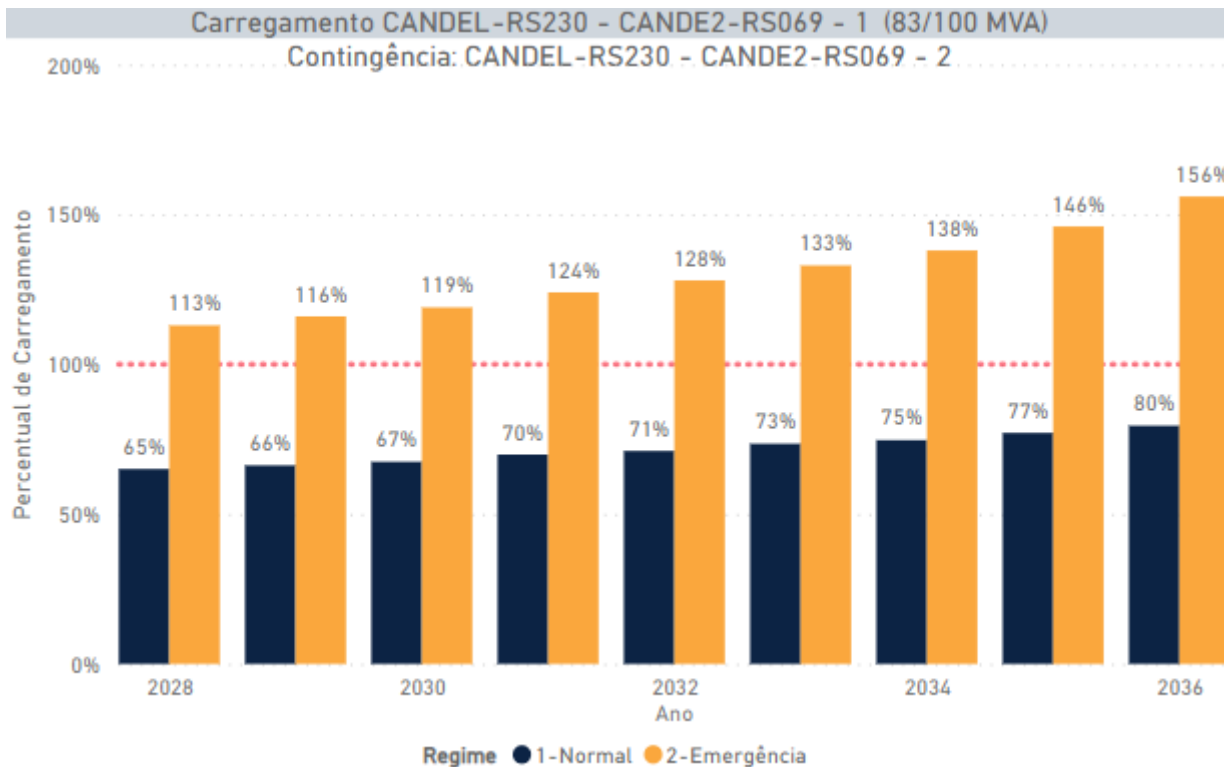


Figura 6-24 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Candelária 2, em regime normal e em contingência

Neste caso, a EPE propõe um estudo para atendimento à região Central – RS visando solucionar as restrições informadas acima. Especificamente em relação à SE 230/69 kV Candelária 2, devido à interação no setor de 69 kV com a SE Santa Maria 3, será avaliada uma solução no estudo que se encontra em andamento para atendimento à Região Sul - RS.

Região Sul

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

A SE Pelotas 3 possui três transformadores 230/138 kV (AT-1 e AT-2 - 2 x 83/125 MVA - 151% e AT-3 - 1 x 83/100 MVA - 120%) e, conforme Figura 6-25, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2034.

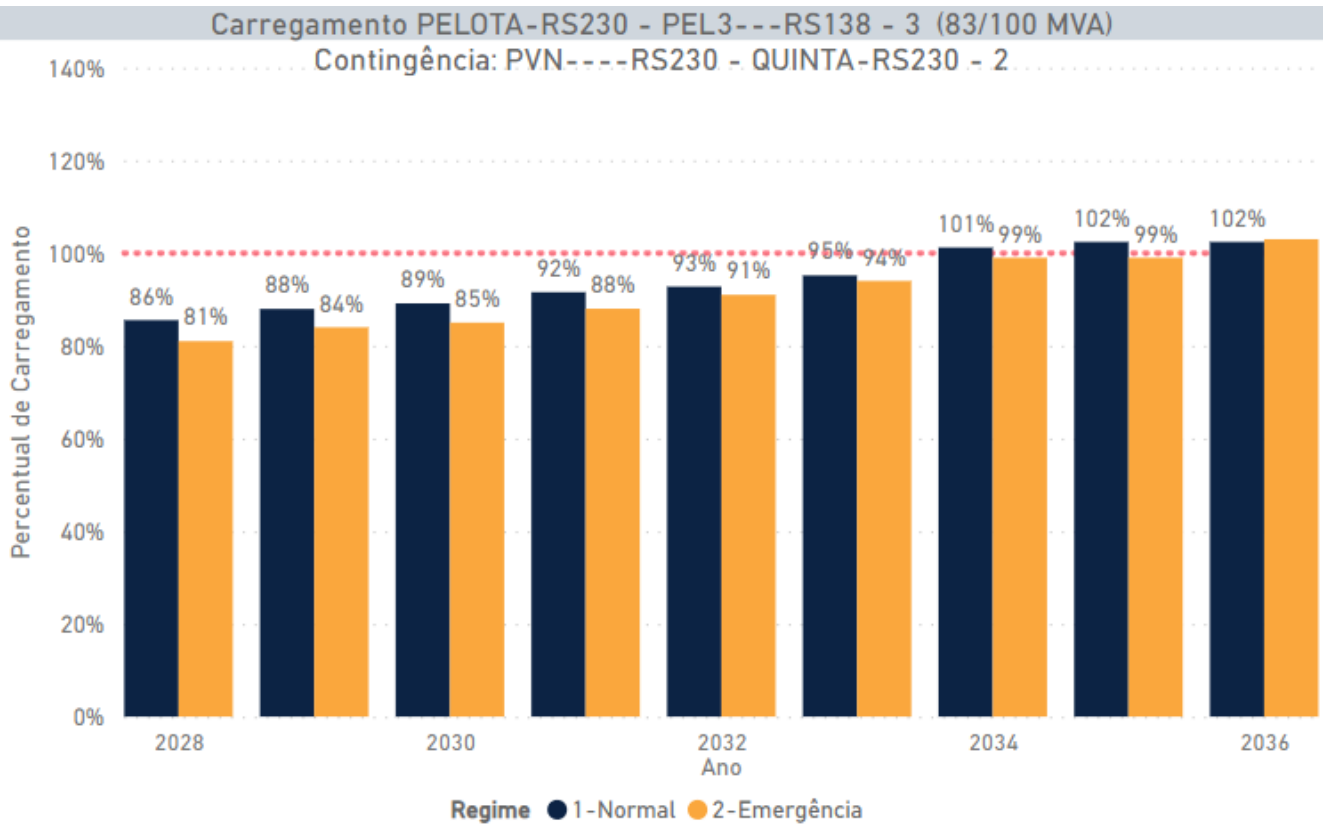


Figura 6-25 - Carregamento da transformação 230/138 kV de Pelotas 3, em regime normal e em contingência

A SE Bagé 2 possui três transformadores 230/69 kV (TR-1 - 1 x 50/75 MVA - 150%, TR-2 - 1 x 50/50 MVA - 100% e TR-5 - 1 x 50/60 MVA - 120%) e, conforme Figura 6-26, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2031.

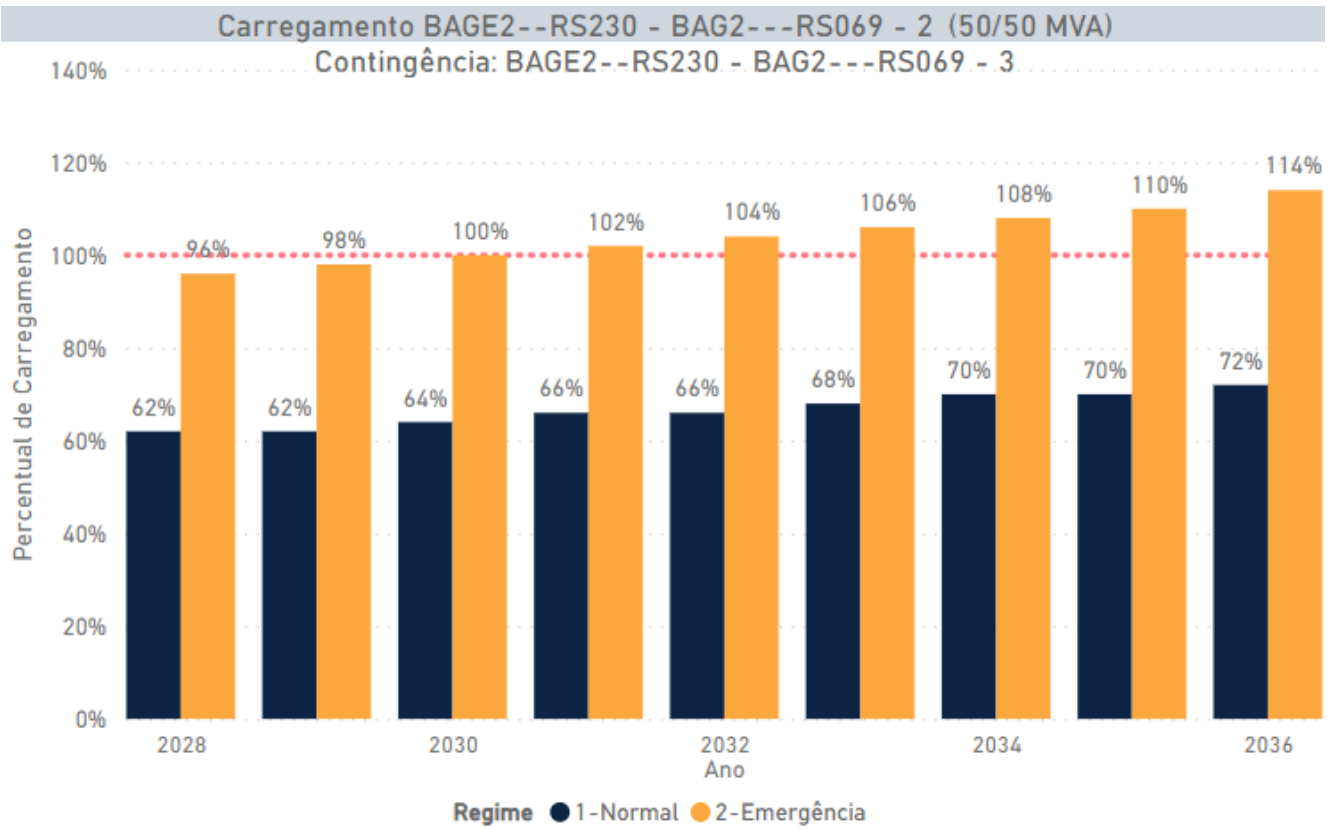


Figura 6-26 - Carregamento da transformação 230/69 kV de Bagé 2, em regime normal e em contingência

A SE Santa Maria 3 possui dois transformadores 230/138 kV (AT-1 e AT-2 - 2 x 83/100 MVA - 120%) e, conforme Figura 6-27, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2028.

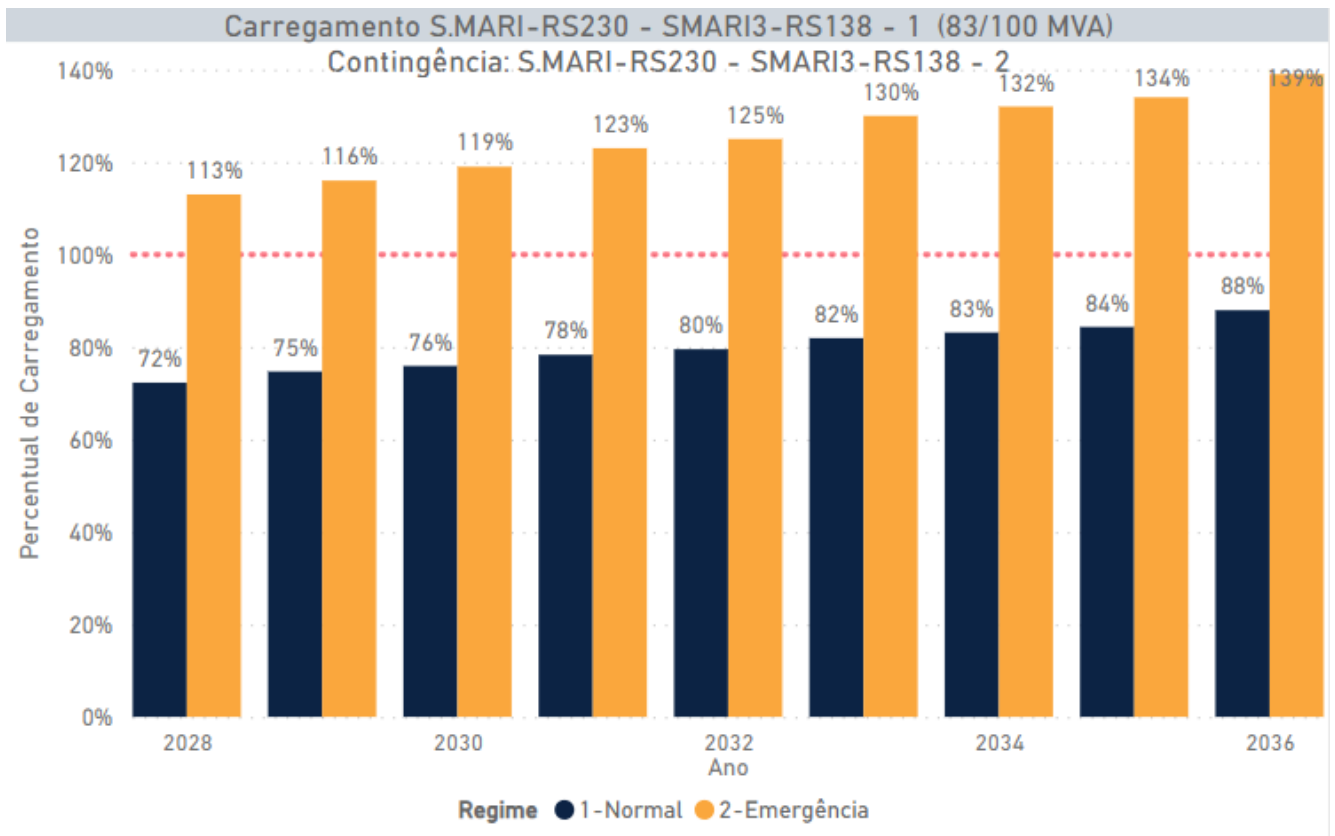


Figura 6-27 - Carregamento da transformação 230/138 kV de Santa Maria 3, em regime normal e em contingência

Neste caso, se encontra em andamento um estudo de Atendimento à Região Sul - RS visando solucionar as restrições informadas acima.

6.4.2 Violações de tensão

Região Serrana, Metropolitana de Porto Alegre e Sul

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido – Carga Leve.

Sobretensão no Rio Grande do Sul (Candiota 2, Caxias Norte, Gravataí, Guaíba 3 e Nova Santa Rita 525 kV) a partir de 2028 em regime normal, conforme Figura 6-28.

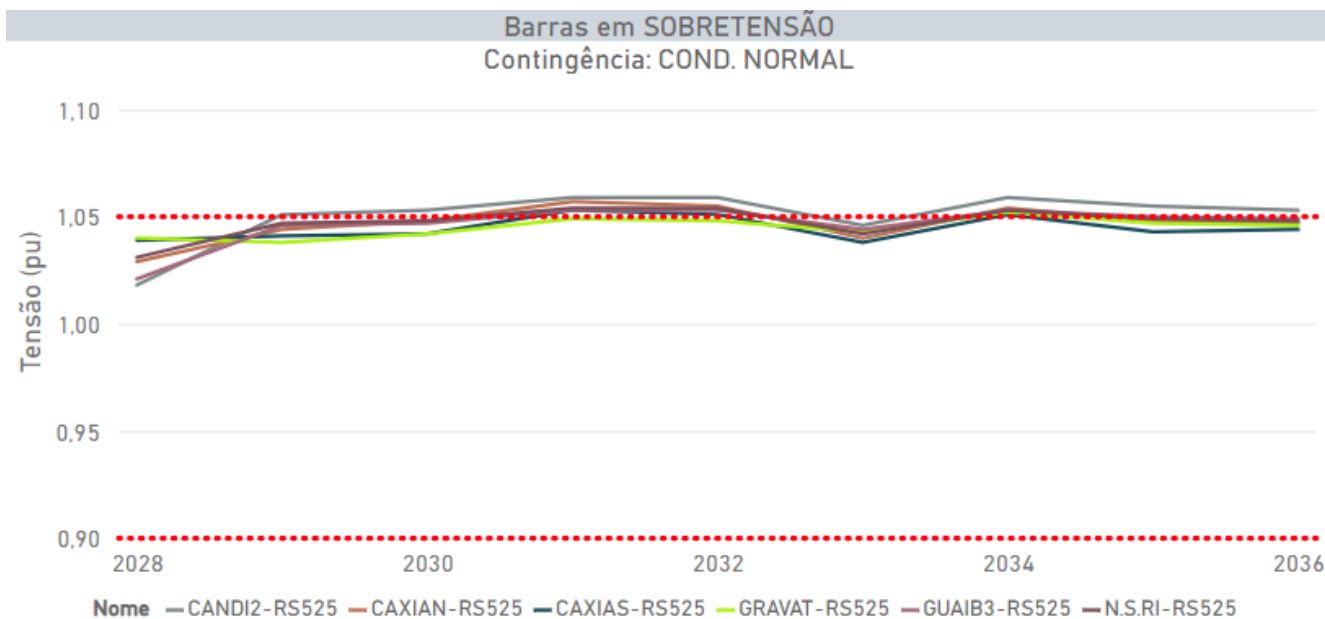


Figura 6-28 – Tensão no barramento de Candiota 2, Caxias Norte, Gravataí, Guaíba 3 e Nova Santa Rita 525 kV em regime normal

Neste caso, se encontra em andamento um estudo de Atendimento à Região Sul - RS visando solucionar as restrições (região Sul) informadas acima. Em relação as restrições (região serrana e metropolitana) a EPE reitera a necessidade do reator de barra de -150 Mvar na SE Caxias Norte 525 kV, já recomendado no horizonte do PAR/PEL pelo ONS, para controle de tensão nos cenários de carga mínima.

Região Oeste

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

Subtensão em São Vicente do Sul 230 kV a partir de 2036 na contingência da LT 230 kV Santa Maria 3 - São Vicente do Sul C1, conforme Figura 6-29.

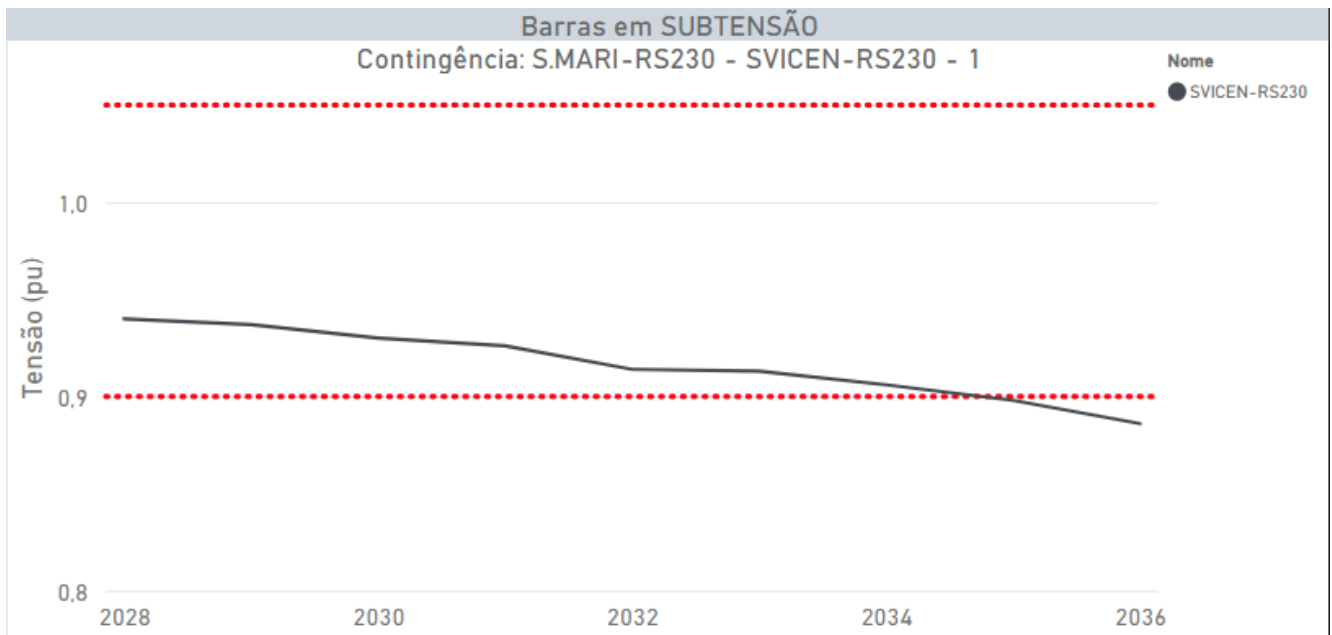


Figura 6-29 – Tensão no barramento de São Vicente do Sul 230 kV na contingência da LT 230 kV Santa Maria 3 - São Vicente do Sul C1

Além disso, apesar da rede de distribuição e DIT não ter sido monitorada neste diagnóstico, foram encontrados diversos casos de subtensão na rede de distribuição mesmo mantendo uma tensão elevada nas fronteiras 230/138 kV e 230/69 kV da região. Devido a isso, detectamos problemas de confiabilidade no atendimento a carga da região Oeste, incluindo problemas de convergência a partir de 2032 para as seguintes contingências abaixo:

- LT 230 kV Garibaldi 1 - Lajeado 3 C1
- LT 230 kV Itaúba - Candelária 2 C1
- LT 230 kV Lajeado 2 - Lajeado 3 C1
- LT 230 kV UTE Uruguaiana - Uruguaiana 5 C1
- LT 230 kV Livramento 3 - Alegrete 2 C1

Neste caso, a EPE propõe um estudo para atendimento à região Oeste – RS visando solucionar as restrições informadas acima.

Região Noroeste

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

Subtensão em Lagoa Vermelha 230 kV a partir de 2036 na contingência da LT 230 kV Barra Grande - Lagoa Vermelha 2 C1, conforme Figura 6-30.

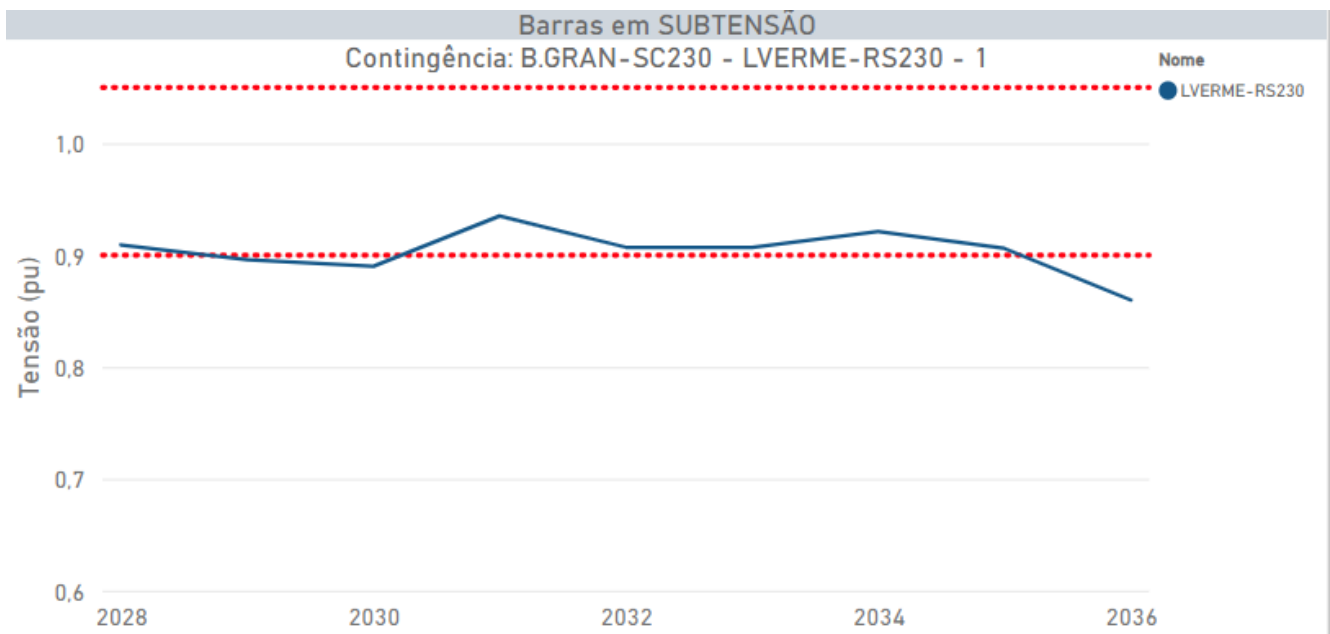


Figura 6-30 – Tensão no barramento de Lagoa Vermelha 230 kV na contingência da LT 230 kV Barra Grande – Lagoa Vermelha C1

Neste caso, se encontra (em fase final) um estudo de Atendimento à Região Norte e Oeste - RS que deverá recomendar (no horizonte determinativo) duas novas fronteiras (230/69 kV e 525/138 kV) na região além de ajustes na rede de distribuição para adequada redistribuição de cargas entre as fronteiras.

Região Central

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

Apesar da rede de distribuição e DIT não ter sido monitorada neste diagnóstico, foram encontrados diversos casos de subtensão na rede de distribuição mesmo mantendo uma tensão elevada nas fronteiras 230/138 kV e 230/69 kV da região.

Neste caso, a EPE propõe um estudo para atendimento à região Central – RS visando solucionar as restrições informadas acima. Especificamente em relação à rede atendida pela SE 230/69 kV Candelária 2, devido à interação com a SE Santa Maria 3, será avaliada uma solução no estudo que se encontra em andamento para atendimento à Região Sul - RS.

Região Sul

Todas as violações encontradas nesta região se referem ao Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média.

Subtensão em Pelotas e Quinta 230 kV a partir de 2031 na contingência da LT 230 kV Povo Novo - Quinta C2, conforme Figura 6-31.

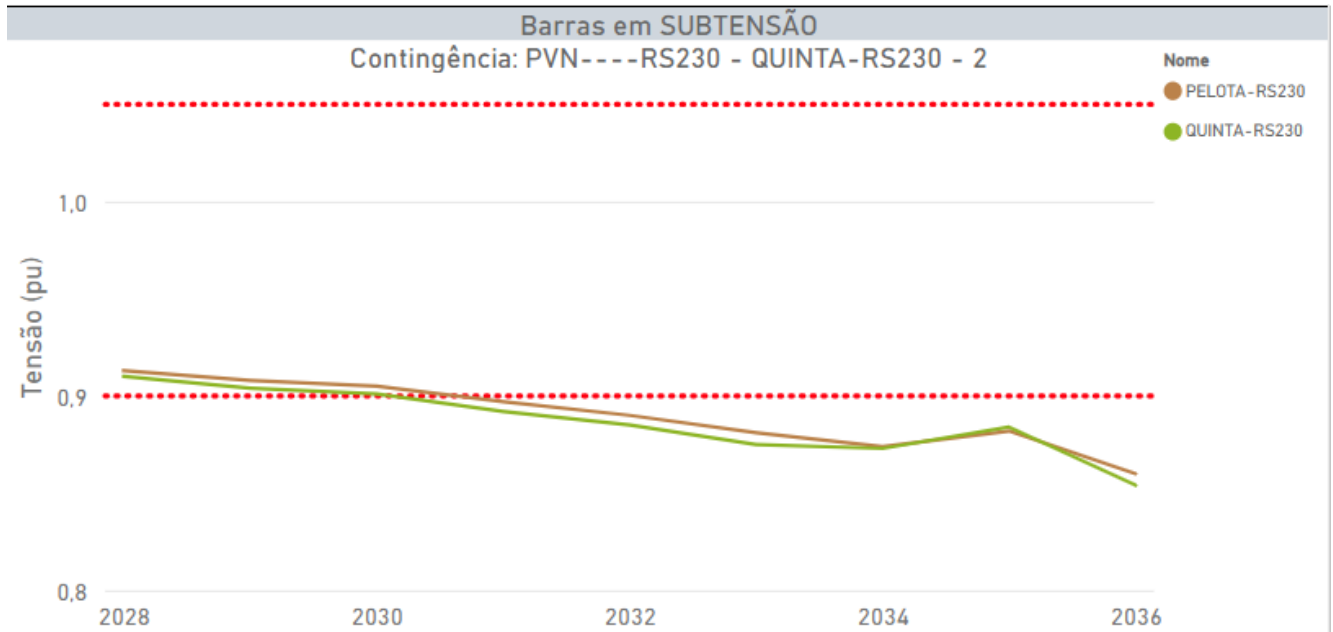


Figura 6-31 – Tensão nos barramentos de Pelotas e Quinta 230 kV na contingência da LT 230 kV Povo Novo – Quinta C2

Além disso, apesar da rede de distribuição e DIT não ter sido monitorada neste diagnóstico, foram encontrados diversos casos de subtensão na rede de distribuição mesmo mantendo uma tensão elevada nas fronteiras 230/138 kV e 230/69 kV da região.

Neste caso, se encontra em andamento um estudo de Atendimento à Região Sul - RS visando solucionar as restrições informadas acima.

7 ANEXOS

7.1 Anexo I - Empreendimentos Planejados

As tabelas a seguir apresentam o conjunto de empreendimentos de transmissão localizados nos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, que influenciam diretamente o desempenho elétrico de seu sistema, e que estão representados nos casos base do Plano Decenal 2032.

7.1.1 Expansão no Estado do Mato Grosso do Sul

Tabela 7-1 - Expansão da transmissão planejada para o estado do Mato Grosso do Sul

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
SE 230/138 kV Anastácio	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 100 MVA 3Φ (Subst. dos atuais TF1 e TF2 de 75 MVA) Novo pátio 138 kV (arranjo BD4)	Mais breve possível	Mais breve possível
LT 230 kV Inocência - Ilha Solteira 2, C4	Circuito Simples 230 kV, 2 x 954 MCM (RAIL), 79,2 km Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // SE Inocência	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 440/230 kV Ilha Solteira 2	4° ATF 440/230 kV, 3 x 150 MVA 1Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/138 kV Imbirussu	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2028	2028
SE 230/138 kV Campo Grande 2	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2028	2033
SE 230/138 kV Campo Grande 2	1° e 2° Capacitor em Derivação 230 kV, 2 x 100 Mvar 3Φ	2031	2031
LT 230 kV Campo Grande 2 - Paraíso 2, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 228 km Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ // SE Campo Grande 2 Reator de Linha Manobrável 230 kV, 1 x 20 Mvar 3Φ // SE Paraíso 2	2033	2037
LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 50 km	2033	2037
LT 230 kV Paraíso 2 - Chapadão, C3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 64 km	2033	2037
SE 230/138 kV Dourados 2	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Imbirussu	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Rio Brilhante	1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2033	2031
SE 230/138 kV Maracaju 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SECC LT 230 kV Dourados - Anastácio, C1, na SE Maracaju 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BlueJay), 15,5 km	2033	2037

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
	Circuito Simples 230 kV, 2 x 1113 MCM (BlueJay), 15,5 km		
SE 230/138 kV Campo Grande 3	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SECC LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C1, na SE Campo Grande 3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2033	2037
SECC LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C2, na SE Campo Grande 3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2033	2037
SECC LT 230 kV Imbirussu - Campo Grande 2, C3, na SE Campo Grande 3	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (Drake), 2 km	2033	2037

7.1.2 Expansão no Estado do Paraná

Tabela 7-2 - Expansão da transmissão planejada para o estado do Paraná

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
SE 230/13.8 kV Campo Comprido	1º e 2º TF 230/13,8 kV, 2 x 50 MVA 3Φ (Subst. por final de vida útil)	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/138 kV Umuarama Sul	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/69 kV Pilarzinho	2º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 15 MVar 3Φ	Mais breve possível	2033
SE 230/69 kV D.I. São José dos Pinhais	1º e 2º Capacitor em Derivação 69 kV, 2 x 15 MVar 3Φ	Mais breve possível	2033
SE 525/230 kV Ponta Grossa	3º e 4º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	Mais breve possível	-
LT 230 kV Foz do Chopim - Cascavel Oeste, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 80 km	Mais breve possível	2033
LT 230 kV Areia - Pato Branco, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 131 km	Mais breve possível	2033
SE 230/138 kV Realeza Sul	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ (proveniente da SE Pato Branco)	Mais breve possível	2033
SE 230/138 kV Realeza Sul	1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	Mais breve possível	2037
SE 230/138 kV Medianeira Norte	1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	Mais breve possível	2037
SE 230/138 kV Palmas 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	Mais breve possível	2033
SECC LT 230 kV Areia - Pato Branco, C1, na SE Palmas 2	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 0,5 km Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 0,5 km	Mais breve possível	2033
SE 230/138 kV Cascavel Norte	1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	Mais breve possível	2037
SE 230/138 kV Uberaba	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ 1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 15 MVar 3Φ	Mais breve possível	2037
SE 230/138 kV Barigui 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ 1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 15 MVar 3Φ	Mais breve possível	2037
SECC LT 230 kV Umbará - Santa Quitéria, C1 (CD), na SE Barigui 2	Circuito Duplo 230 kV, 2x 397,5MCM (IBIS), 0,2km (compacta)	Mais breve possível	2037
SECC LT 230 kV Medianeira Norte - Cascavel, C1, na SE Cascavel Oeste	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 0,1 km	Mais breve possível	2028
SECC LT 230 kV Cascavel - Salto Osório, C1 (CD), na SE Foz do Chopim	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 1,5 km	Mais breve possível	2028
LT 525 kV Abdon Batista 2 – Curitiba Oeste, C1	Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 255 km	2028	-
SECC LT 525 kV Ponta Grossa - Bateias, C1, na SE Curitiba Oeste	Circuito Simples 525 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 17 km	2028	-

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
	Circuito Simples 525 kV, 6 x 795 MCM (TERN), 17 km		
SE 525/230/138 kV Sarandi	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2029	2037
LT 230 kV Curitiba Leste - Posto Fiscal, C2 e C3 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 49 km (Energizado em 230 kV) Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 7 km	2030	2033
LT 230 kV Litorânea - Posto Fiscal, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 2.7 km (trecho do ponto de secc. até a SE Litorânea)	2030	2037
LT 525 kV Curitiba Leste - Litorânea, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954.0 MCM (RAIL), 2.7 km Energização da LT Curitiba Leste - Litorânea em 525kV	2030	2037
SE 525/230/138 kV Litorânea	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ 1º Reator de Barra 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ 1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2030	2037
SE 230/138 kV Uberaba	2º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 15 MVar 3Φ	2030	2037
SE 230/69/13.8 kV Uberaba	3º TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2030	2037
LT 525 kV Cascavel Oeste - Segredo, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 186,5 km Circuito Duplo 525 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 1,5 km (Lançamento D1)	2030	2028
LT 525 kV Abdon Batista 2 - Segredo, C1	Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 230 km Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 65 Mvar 1Φ // Abdon Batista 2 Reator de Linha Fixo 525 kV, (3+1R) x 65 Mvar 1Φ // Segredo	2030	2028
SE 525 kV Curitiba Leste	1º Reator de Barra 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2031	2028
SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C1 (CD), na SE Joinville Norte 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 2 km	2031	2037
SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C2 (CD), na SE Joinville Norte 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 2 km	2031	2037
SECC LT 525 kV Areia - Curitiba, C1 (CD), na SE UTE Araucária II	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 5 km 1º Reator de Linha Fixo 525 kV, (3 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2031	2037
LT 230 kV Curitiba Oeste - Barigui 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 12.9 km Circuito Duplo 230 kV, 1 x 2500 mm ² Al (subterrâneo), 1.8 km	2033	2037

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
LT 230 kV Figueira - Jaguariaíva, C1	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1x636 MCM (T-ACSR Rook), 82,7 km	2033	2037
LT 230 kV Londrina - Apucarana, C2	Recapacitação, Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 46 km	2033	2037
LT 230 kV Curitiba Leste - Curitiba Sul, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 477.0 MCM (HAWK), 9.1 km	2033	2037
LT 230 kV Santa Mônica - Governador Parigot de Souza, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (T-ACSR Rook), 55.2 km - Recapacitação	2033	2037
LT 230 kV Governador Parigot de Souza - Posto Fiscal, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (T-ACSR Rook), 70 km - Recapacitação	2033	2037
LT 230 kV Posto Fiscal - Curitiba Leste, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636.0 MCM (T-ACSR Rook), 61.4 km - Recapacitação	2033	2037
LT 230 kV Bateias - Santa Quitéria, C1	Desencabeçamento do terminal Campo Comprido da LT 230 kV Bateias-Campo Comprido C3 e da LT 230 kV Campo Comprido-Santa Quitéria e conectar entre si	2033	2037
SE 525/230 kV Curitiba Oeste	1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6 + 1R) x 50 MVar 1Φ	2033	2028
SE 525/230 kV Curitiba Oeste	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6 + 1R) x 224 MVA 1Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Curitiba Sul	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Santa Mônica	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ 1º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 15 MVar 3Φ	2033	2037
SE 230/13.8 kV Campo Comprido	3º TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/13.8 kV Santa Quitéria	1º e 2º TF 230/13,8 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Subst. 2x 50 MVA)	2033	2037
SE 230/138 kV Ponta Grossa Norte	Subst. 1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Campo Mourão	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Paranavaí Norte	2º Capacitor em Derivação 138 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Posto Fiscal	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 525/230 kV Curitiba Leste	2º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2033	2037
SE 525/230/138 kV Bateias	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Guaíra	Subst. 2º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2033	2037
SECC LT 230 kV Campo Comprido - CIC, C1 (CD), na SE Curitiba Oeste	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (TERN), 13 km Circuito Duplo 230 kV, 1 x 2500 mm ² Al (subterrâneo), 1 km	2033	2037

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
SECC LT 230 kV Uberaba - Umbará, C2 (CD), na SE Curitiba Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795.0 MCM (TERN), 5.4 km	2033	2037
LT 500 kV Ibiúna - Bateias, C1 e C2 (CD)	Recapacitação	2033	2037
SE 230/138 kV Realeza Sul	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2035	2036
SE 525/230/138 kV Foz do Iguaçu Norte	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2035	2035
SE 230/138 kV Cascavel Norte	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2035	2035
SE 525/230 kV Iguaçu	1° ATF 525/230 kV, (3+1R) x 200 MVA 1Φ	2035	2035
SECC LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste, C1, na SE Iguaçu	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 0,5 km	2035	2035
SECC LT 230 kV Foz do Iguaçu Norte - Medianeira Norte, C1, na SE Iguaçu	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 0,5 km	2035	2035
SECC LT 230 kV Foz do Iguaçu Norte - Medianeira Norte, C2, na SE Iguaçu	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (DRAKE), 0,5 km	2035	2035

7.1.3 Expansão no Estado de Santa Catarina

Tabela 7-3 - Expansão da transmissão planejada para o estado de Santa Catarina

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
SE 230/138 kV Jorge Lacerda	1° e 2° TF 230/138 kV, 2 x 120 MVA 3Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 138/69 kV Jorge Lacerda	1° e 2° TF 138/69 kV, 2 x 60 MVA 3Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 525/230/138 kV Biguaçu	2° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	Mais breve possível	2033
SE 230/138 kV Campo Mourão	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ (Subst. por final de vida útil) Adequação do barramento 230 kV para arranjo BD4 Recapacitação do barramento 230 kV	Mais breve possível	-
LT 230 kV Campos Novos - Concórdia, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 61,8 km	Mais breve possível	2033
LT 230 kV Itá - Concórdia, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 55 km	Mais breve possível	2033
SE 230/138 kV Concórdia	1°, 2° e 3° ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	Mais breve possível	2033
SE 230/138 kV Canoinhas	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2029	-
SE 230/138 kV Tubarão Sul	3° TF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2029	2037
LT 525 kV Abdon Batista - Abdon Batista 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 795 MCM (TERN), 4,67 km	2030	2028
LT 525 kV Abdon Batista 2 - Segredo, C1	Circuito Simples 525 kV, 6 x 900 MCM (RUDDY), 230 km	2030	2028
SE 525 kV Abdon Batista 2	1° e 2° Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2030	2028
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2030	2037
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2030	2037
SECC LT 230 kV Lajeado Grande - Forquilha, C1, na SE Lajeado Grande 2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2030	2037
LT 230 kV Ponta Grossa – Canoinhas, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 900 MCM (RUDDY), 137 km	2031	-
SE 230/138 kV Ratoles	3° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2031	2031
SE 525/230/138 kV Joinville Sul	3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2031	2037
SE 230/138 kV Joinville Norte 2	1° e 2° ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2031	2037
SE 525/230/138 kV Itajaí 2	3° ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2031	2031
SE 230/138 kV Rio do Sul	4° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2031	2037
SE 230/69 kV Siderópolis	4º TF 230/69 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2031	2031
SECC LT 230 kV Siderópolis - Tubarão Sul, C1 (CD), na SE Siderópolis 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 7 km	2031	2033
SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C1 (CD), na SE Joinville Norte 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 2 km	2031	2037

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
SECC LT 230 kV Curitiba - Joinville Norte, C2 (CD), na SE Joinville Norte 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 2 km	2031	2037
LT 230 kV Gaspar 2 - Indaial, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 1113 MCM (BLUEJAY), 57 km	2033	2037
LT 230 kV Xanxerê - Pinhalzinho 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 477 MCM (HAWK), 64,7 km	2033	2037
SE 525/230 kV Siderópolis 2	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 MVar 3Φ	2033	2034
SE 230/138 kV Jaraguá do Sul	3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Indaial	3º ATF 230/138 kV, 1 x 225 MVA 3Φ	2033	2037
SE 525/230/138 kV Itajaí 2	3º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Ilhota 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 225 MVA 3Φ	2033	2034
SE 230/138 kV Descanso	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Descanso	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Videira Sul	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Chapecoense	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Chapecoense	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Pinhalzinho 2	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Videira	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Rio do Sul	2º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 50 Mvar 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV Itajaí	1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 100 Mvar 3Φ	2033	2034
SECC LT 230 kV Blumenau - Itajaí, C2 (CD), na SE Ilhota 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 5 km	2033	2034
SECC LT 138 kV Ilhota - Itajaí, C2 (CD), na SE Ilhota 2	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477 MCM (HAWK), 0,35 km	2033	2034
SECC LT 230 kV Foz do Chapecó - Xanxerê, C2 (CD), na SE Chapecoense	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636 MCM (GROSBEAK), 3,3 km	2033	2037
SECC LT 230 kV Foz do Chapecó - Pinhalzinho 2, C2 (CD), na SE Descanso	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 47 km	2033	2037
SECC LT 230 kV Campos Novos - Videira, C2 (CD), na SE Videira Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 4,4 km	2033	2037
SECC LT 230 kV Foz do Chapecó - Xanxerê, C1 (CD), na SE Chapecoense	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3.3 km	2033	2037
SECC LT 230 kV Blumenau - Itajaí, C1 (CD), na SE Ilhota 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 5 km	2033	2034
SECC LT 230 kV Foz do Chapecó - Pinhalzinho 2, C1 (CD), na SE Descanso	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954.0 MCM (RAIL), 47 km	2033	2037
SECC LT 230 kV Campos Novos - Videira, C1 (CD), na SE Videira Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 4.4 km	2033	2037
SECC LT 138 kV Ilhota - Itajaí, C1 (CD), na SE Ilhota 2	Circuito Duplo 138 kV, 1 x 477.0 MCM (HAWK), 0.35 km	2033	2034

7.1.4 Expansão no Estado do Rio Grande do Sul

Tabela 7-4 - Expansão da transmissão planejada para o estado do Rio Grande do Sul

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
SE 230/23 kV Campo Bom	Capacitor em Derivação 23 kV, 3 x 3,6 Mvar 3Φ Subst. 1° e 2° TF 230/23 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Atuais: 2x50 MVA 3Φ) Recapacitação do barramento de 23kV	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/23 kV Eldorado do Sul	Capacitor em Derivação 23 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ Subst. 1° TF 230/23 kV, 1 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA) 2° TF 230/23 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/23 kV Canoas 1	Subst. 1° e 2° TF 230/23 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Atuais: 2x50 MVA 3Φ)	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/69 kV Gravataí 3	2° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/69 kV Pólo Petroquímico	Subst. 1° e 2° TF 230/69 kV, 2 x 165 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA)	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/23 kV Scharlau	Subst. 1° e 2° TF 230/23 kV, 2 x 75 MVA 3Φ (Atual: 50 MVA) Recapacitação do barramento de 23kV	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/69 kV Charqueadas	Desmantelamento do setor de 69 kV e do TF 230/69 kV de 88 MVA (exceto o setor que atende ao consumidor livre GERDAU) após a transferência de todas as	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/69/13.8 kV Caxias do Sul 5	3° TF 230/13,8 kV, 1 x 50 MVA 3Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/69/13.8 kV Caxias do Sul 5	Desmantelamento do Pátio de 69kV	Mais breve possível	Mais breve possível
SE 230/69 kV Caxias do Sul 2	2° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	Mais breve possível	Mais breve possível
LT 230 kV Gravataí 3 - Gravataí 2, C1	Recapacitação - Circuito Simples 230 kV, 1 x 715.5 MCM (Starling), 13,5 km	Mais breve possível	2037
SE 230/69/13.8 kV Caxias 6	3° TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2029	2037
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2030	2037
LT 230 kV Lajeado Grande 2 - Forquilha, C3	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 111 km	2030	2037
LT 230 kV Porto Alegre 19 - Viamão 3, C1	Circuito Simples 230 kV, 1x1600mm ² Al, 5,3 km (subterrâneo)	2030	2034
LT 230 kV Caxias - Scharlau 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 54,8 km	2030	2037
LT 230 kV Farroupilha - Scharlau 2, C1	Desmantelamento dos ativos da CEEE-GT - Ponto de Seccionamento - Scharlau	2030	2037

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
LT 230 kV Farroupilha - Ivoti 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 2,8 km	2030	2037
SE 525/230 kV Gravataí	4º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ	2030	2037
SE 230 kV Lajeado Grande 2	Pátio 230 kV	2030	2037
SE 230/69 kV Porto Alegre 19	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2030	2034
SE 230/138 kV Ivoti 2	1º, 2º e 3º ATF 230/138 kV, 3 x 150 MVA 3Φ	2030	2028
SECC LT 230 kV Lajeado Grande - Forquilha, C1, na SE Lajeado Grande 2	Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km Circuito Simples 230 kV, 1 x 636 MCM (Grosbeak), 4 km	2030	2037
SECC LT 230 kV Gravataí 2 - Porto Alegre 8, C1 (CD), na SE Porto Alegre 19	Circuito Duplo 230 kV, 1x2500mm ² Al, 5,25 km (trecho PAL19 - PAL8) + 1x1200mm ² Al, 5,25 km (trecho PAL19 - Gravataí 2) (subterrâneo)	2030	2034
SECC LT 230 kV Caxias - Campo Bom, C2 (CD), na SE Ivoti 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1,1 km	2030	2028
SECC LT 230 kV Caxias - Campo Bom, C1 (CD), na SE Ivoti 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 1,1 km	2030	2028
LT 230 kV Caxias - São Sebastião do Caí 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 43,7 km	2031	2028
LT 230 kV Ivoti 2 - São Sebastião do Caí 2, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 20,9 km	2031	2028
SE 230/138 kV Presidente Médici	2º ATF 230/138 kV, 3 x 38,33 MVA 1Φ	2031	2037
SE 230/138 kV São Sebastião do Caí 2	1º e 2º ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2031	2028
LT 230 kV Porto Alegre Sul - Porto Alegre 4, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 7,5 km Circuito Duplo 230 kV, 1x2000mm ² Al, 7,2 km (subterrâneo)	2033	2037
LT 230 kV Porto Alegre Sul - Restinga, C1	Circuito Simples 230 kV, 2 x 795 MCM (TERN), 3,55 km	2033	2037
LT 525 kV Itá - Guaíba 3, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 636 MCM (GROSBEAK), 36,18 km Reator de Linha Fixo 525 kV, 1 x 50 Mvar 1Φ (reserva) // SE Itá Desmantelamento do trecho entre o ponto de seccionamento e a SE Nova Santa Rita	2033	2037
LT 525 kV Guaíba 3 - Nova Santa Rita, C3	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 39,79 km	2033	2037
LT 525 kV Porto Alegre Sul - Capivari do Sul, C1	Circuito Simples 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 82,57 km	2033	2037
LT 525 kV Porto Alegre Sul - Abdon Batista 2, C1 e C2 (CD)	Circuito Duplo 525 kV, 4 x 954 MCM (RAIL), 393,46 km 1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 60 MVar 1Φ // SE Porto Alegre Sul	2033	2037

Empreendimento	Itens de obra	Data de necessidade	Nova data de necessidade
	1º e 2º Reator de Linha Fixo 525 kV, (6 + 1R) x 60 MVar 1Φ // SE Abdon Batista 2		
SE 230/69 kV Viamão 3	1º Capacitor em Derivação 69 kV, 1 x 3,6 Mvar 3Φ	2033	2037
SE 230/138/69 kV Quinta	3º TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2033	2034
SE 230/69 kV Alegrete 2	3º TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/69 kV Gravataí 3	3º ATF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2033	2037
SE 230/69 kV Porto Alegre 4	1º, 2º e 3º TF 230/69 kV, 3 x 100 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/69 kV Porto Alegre 21	1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/13.8 kV Porto Alegre 13	3º TF 230/13,8 kV, 1 x 75 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/138 kV São Sebastião do Caí 2	3º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/69 kV Restinga	3º TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2033	2030
SE 525/230/69 kV Porto Alegre Sul	1º e 2º ATF 525/230 kV, (6+1R) x 224 MVA 1Φ 1º e 2º Reator de Barra 525 kV, (6+1R) x 50 Mvar 1Φ	2033	2037
SE 525/230/69 kV Porto Alegre Sul	3º ATF 525/230 kV, 3 x 224 MVA 1Φ 1º e 2º TF 230/69 kV, 2 x 83 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/69 kV Nova Petrópolis 2	3º TF 230/69 kV, 1 x 83 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/69 kV Caxias do Sul 2	3º TF 230/69 kV, 3 x 55 MVA 1Φ	2033	2037
SE 230/69 kV Vinhedos	3º ATF 230/69 kV, 1 x 165 MVA 3Φ	2033	2037
SE 230/69 kV Ijuí 2	1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 30 MVar 3Φ	2033	2037
SECC LT 230 kV Porto Alegre 13 - Porto Alegre 6, C1 (CD), na SE Porto Alegre Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 3,86 km Circuito Duplo 230 kV, 1 x 636.0 MCM (GROSBEAK), 1.5 km (compacta)	2033	2037
SECC LT 230 kV Porto Alegre 4 - Porto Alegre 6, C1 (CD), na SE Porto Alegre Sul	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 8,2 km (aéreo) Circuito Duplo 230 kV, 1 x 954 MCM (RAIL), 1 km (compacta)	2033	2037
SECC LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 4, C1 (CD), na SE Porto Alegre 21	Circuito Duplo 230 kV, 1x1400mm ² Al, 1,31 km (subterrâneo)	2033	2037
SECC LT 230 kV Porto Alegre 9 - Porto Alegre 1, C1 (CD), na SE Porto Alegre 21	Circuito Duplo 230 kV, 1x1400mm ² Al, 0,5 km (subterrâneo)	2033	2037
SECC LT 230 kV Gravataí 2 - Cidade Industrial, C2 (CD), na SE Canoas 2	Circuito Duplo 230 kV, 1 x 715.5 MCM (STARLING), 2.5 km	2033	2037