

RELATÓRIO

DIAGNÓSTICO REGIONAL PDE 2033

VOLUME VI – GET SUL

MATO GROSSO DO SUL PARANÁ SANTA CATARINA RIO GRANDE DO SUL

SETEMBRO DE 2024

■ Colaboradores

RELATÓRIO

EPE-DEE-RE-037/2024-REV0

Coordenação Geral

Reinaldo da Cruz Garcia

Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

Coordenação Técnica

Daniel José Tavares de Souza

Equipe Técnica

Paulo Fernando de Matos Araujo

Rodrigo Ribeiro Ferreira

Suporte Administrativo

Renata Cardozo Rios

epe

VALOR PÚBLICO

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

COM ESTE RELATÓRIO, QUE TRAZ INFORMAÇÕES SOBRE O DESEMPENHO DA REDE PARA O HORIZONTE 2027-2038, A EPE TRAZ TRANSPARÊNCIA E DIMINUI A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÕES SOBRE PANORAMA SOBRE POSSÍVEIS RESTRIÇÕES FUTURAS DA REDE, IDENTIFICANDO A DATA PREVISTA DA RESTRIÇÃO, GRAU DE SEVERIDADE E LOCALIZAÇÃO. ESSES DADOS SERVIRÃO DE INSUMOS PARA A ABERTURA DE NOVOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO E SUA PRIORIZAÇÃO NO ÂMBITO DA PROGRAMAÇÃO DE ESTUDOS DE CADA GRUPO DE ESTUDO DE TRANSMISSÃO (GET).

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

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

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

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

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Thiago Guilherme Ferreira Prado
(interino)

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

SUMÁRIO

SUMÁRIO	5
1 INTRODUÇÃO	8
2 CONCLUSÕES	9
3 RECOMENDAÇÕES	10
3.1 Mato Grosso do Sul	10
3.2 Paraná	10
3.3 Santa Catarina	10
3.4 Rio Grande do Sul	10
4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE	12
4.1 Evolução da Expansão do Mercado	13
4.2 Evolução da Expansão da Geração	17
4.3 Evolução da Expansão da Transmissão	18
5 CENÁRIOS ANALISADOS	21
5.1 Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Média	21
5.2 Cenário Norte Úmido – Carga Leve	21
5.3 Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Pesada	21
5.4 Cenário Norte Seco – Carga Média	21
5.5 Cenário Norte Seco (Fornecimento Sul elevado) – Carga Leve	22
5.6 Cenário Norte Seco – Carga Pesada	22
6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA MATO GROSSO DO SUL	23
6.1 Transformações de fronteira	23
6.2 Margem de escoamento	24
6.3 Subtensão no sistema de distribuição	24
7 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA PARANÁ	25
7.1 Regiões Oeste e Sudoeste	25
8 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA SANTA CATARINA	26
8.1 Região Metropolitana de Florianópolis	26
9 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA RIO GRANDE DO SUL	27
9.1 Transformações de fronteira	27
9.1.1 Região Metropolitana	27
9.1.2 Região Central	28
9.1.3 Região Norte	29
9.1.4 Região Oeste	29
9.1.5 Região Sul	30
9.2 Violação de tensão no 230 kV	31
9.3 Subtensão no sistema de distribuição	31
10 REFERÊNCIAS	32

■ Lista de Figuras

Figura 4-1 Sistema Elétrico da Região Sul – PDE 2033 ano horizonte.	12
Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado do Mato Grosso do Sul	14
Figura 4-3 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado do Paraná	15
Figura 4-4 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado de Santa Catarina	16
Figura 4-5 - Projeções de crescimento de carga e MMDG para o estado de Rio Grande do Sul	17
Figura 4-6 - Mapa geoeletrico do estado do Mato Grosso do Sul	19
Figura 4-7 - Mapa geoeletrico do estado do Paraná	19
Figura 4-8 - Mapa geoeletrico do estado de Santa Catarina	20
Figura 4-9 - Mapa geoeletrico do estado do Rio Grande do Sul	20
Figura 6-1 – Carregamento de um TR 230/138 kV em Dourados 2, em regime normal e na contingência do TR paralelo	23
Figura 6-2 – Carregamento do TR2 230/138 kV em Dourados, em regime normal e na contingência do TR3	24
Figura 9-1 – Carregamento do TR3 230/69 kV em Lajeado 2, em regime normal e na contingência do TR1	27
Figura 9-2 – Carregamento do TR1 230/69 kV em Lajeado 2, em regime normal e na contingência do TR3	27
Figura 9-3 – Carregamento do TR2 230/69 kV em Candelária 2, em regime normal e na contingência do TR1 no cenário norte seco com carga pesada	28
Figura 9-4 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Santa Maria 3, em regime normal e na contingência do TR2	28
Figura 9-5 – Carregamento do TR2 230/69 kV em Santa Marta, em regime normal e na contingência do TR1	29
Figura 9-6 – Carregamento do TR2 230/69 kV em São Borja 2, em regime normal e na contingência do TR1	29
Figura 9-7 – Carregamento do TR3 230/69 kV em Uruguaiana 5, em regime normal e na contingência do TR1	30
Figura 9-8 – Carregamento do TR3 230/69 kV em Pelotas 3, em regime normal e na contingência do TR2	31
Figura 9-9 – Nível de tensão na SE Tapera 2 230 kV na contingência da LT 230 kV Porto Real – Tapera 2	31

■ Lista de Tabelas

Tabela 4-1 – Matriz energética dos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul – Existente (*)	18
Tabela 4-2 - Matriz energética dos estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul – Expansão (*).....	18

1 INTRODUÇÃO

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

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

O presente ciclo de diagnóstico utiliza como ponto de partida a base de dados elétricos do SIN [1], disponibilizada pela EPE no âmbito do Plano Decenal de Energia - PDE 2033. O horizonte de diagnóstico se inicia no ano de 2027 – prazo mínimo para efetiva entrada em operação de reforços estruturais – e vai até o ano de 2038, permitindo uma visão de futuro cinco anos à frente do horizonte decenal.

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

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

2 CONCLUSÕES

Após as simulações e atualizações de cenários para a carga e geração foi possível traçar um diagnóstico de longo prazo para os estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Rio Grande do Sul e Santa Catarina, 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 um problema de baixo perfil de tensão no sistema de distribuição.

No estado do **Paraná**, foram identificadas sobrecargas na LT 230 kV Maringá – Sarandi C1 e C2.

No estado de **Santa Catarina**, não foram identificados problemas.

No estado do **Rio Grande do Sul**, foram identificadas sobrecargas nas transformações 230/138 kV de Santa Maria 3 e Pelotas 3 e nas transformações 230/69 kV de Lajeado 2, Candelária 2, Santa Marta, São Borja 2 e Uruguaiana 5. Também foi identificado um problema de subtensão no setor 230 kV em Tapera 2, além de problemas de controle de tensão na rede de distribuição local (regiões oeste e central). Na região de Cruz Alta e Panambi, foram detectados carregamentos elevados nas DITs – (i) LT 69 kV Cruz Alta 1 – Panambi (ii) DIT - TR 69/13,8 kV da SE Panambi e (iii) TR 138/23 kV da SE Cruz Alta 1, além de subtensão crítica no setor 69 kV e carregamentos elevados na rede de distribuição local.

3 RECOMENDAÇÕES

Considerando as análises de desempenho elétrico do sistema de transmissão da base de dados referente ao Plano Decenal de Energia 2033 para o GET Sul, bem como as ponderações efetuadas ao longo dos capítulos 6 e 7, identificaram-se regiões candidatas a estudos futuros.

Esses estudos, apresentados a seguir, deverão ser oportunamente programados junto ao MME. Ressalta-se, no entanto, que alguns deles já constam na Programação de Estudos de 2024, aprovada pelo MME.

3.1 Mato Grosso do Sul

- 1) Acompanhar o desenvolvimento de empreendimentos de geração, especialmente os de fonte fotovoltaica, e o efeito na rede básica e DITs;
- 2) Acompanhar o carregamento nas fronteiras de Dourados e Dourados 2; e
- 3) Verificar com a distribuidora Energisa MS eventuais dificuldades no atendimento das cargas no sistema de distribuição devido às subtensões identificadas.

3.2 Paraná

- 1) Concluir revisão do estudo de atendimento às regiões Oeste e Sudoeste – PR (EPE-DEE-RE-043-2022), adicionando algumas recapacitações no sistema de 230 kV para evitar futuras restrições de margem; e
- 2) Acompanhar o desempenho do sistema 230 kV na região nordeste do Paraná em conjunto com o sul de São Paulo.

3.3 Santa Catarina

Não há recomendação para o presente ciclo de estudos.

3.4 Rio Grande do Sul

- 1) Concluir o Estudo de Atendimento à Região Sul, que atenderá a maioria dos problemas identificados no curto prazo;
- 2) Elaborar Nota Técnica de adequação da SE Santa Marta, incluindo a expansão da transformação 230/69 kV, que seria a única questão do curto prazo não atendida no estudo região sul;
- 3) Acompanhamento dos carregamentos das fronteiras no oeste do estado;

- 4) Verificar com a distribuidora CPFL RGE sobre dificuldades no atendimento das cargas no sistema de distribuição com base nas subtensões identificadas, caso não sejam atendidas pelo estudo da região sul; e
- 5) Concluir o Estudo de Atendimento às Regiões de Cruz Alta e Panambi – RS, sob coordenação da EPE, que atenderá aos problemas identificados na região.

Adicionalmente, recomendam-se as seguintes ações:

- Acompanhar, junto à equipe de planejamento das interligações regionais da EPE, o estudo relacionado ao Bipolo Nordeste 2, que pode representar a chegada de um novo bipolo na região sul ou, ao menos, um incremento da capacidade da interligação Sul-Sudeste com a ampliação da rede CA; e
- Contemplar nos estudos e análises as informações cadastradas no SGPMR 2024.

4 DESCRIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO DE INTERESSE

O sistema elétrico da região de interesse contempla uma extensa malha de transmissão que abrange os estados do Mato Grosso do Sul, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Esse sistema, representado na Figura 4-1 a seguir, é constituído por instalações de Rede Básica nas tensões de 525 kV e 230 kV.

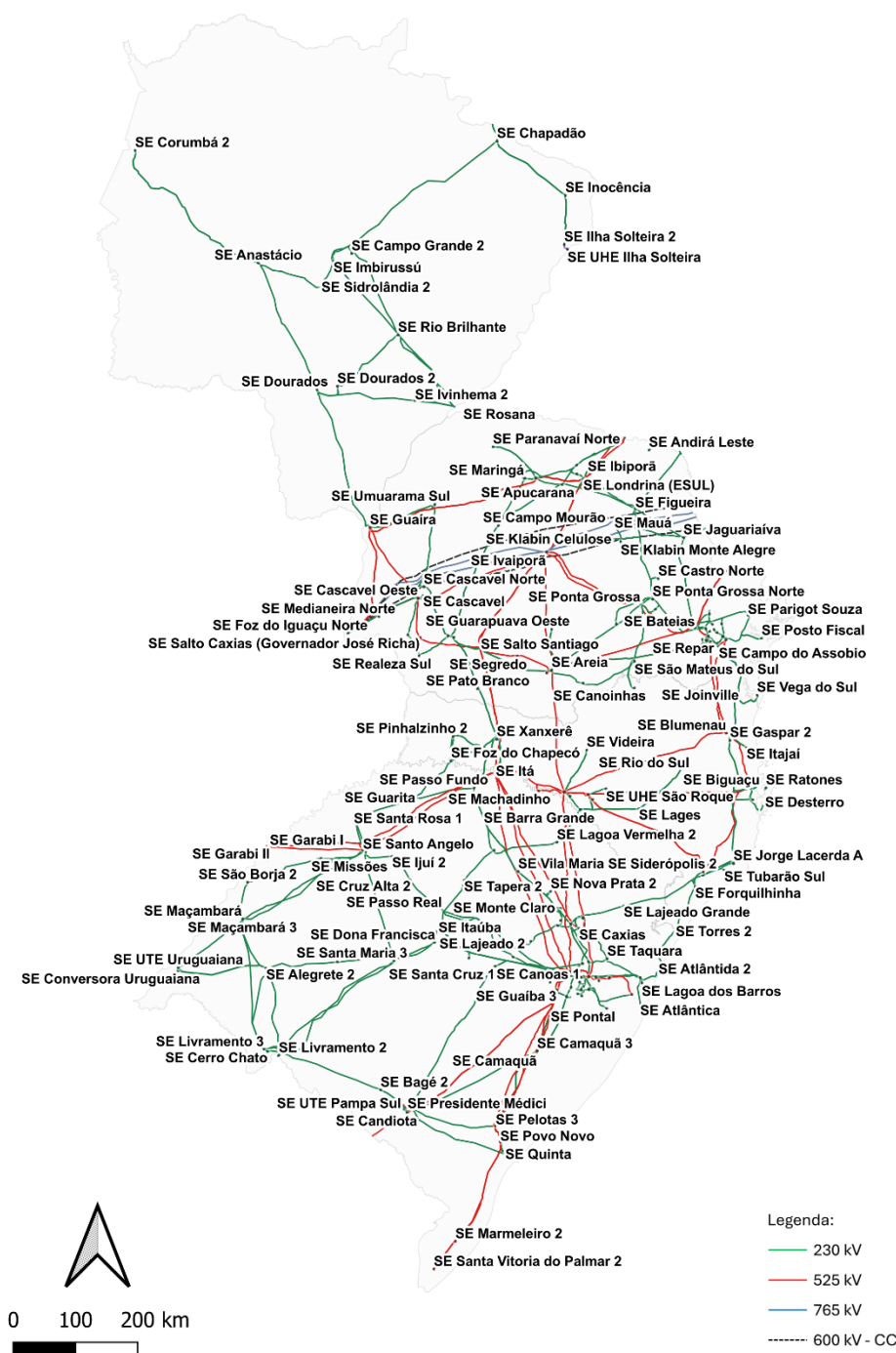


Figura 4-1 Sistema Elétrico da Região Sul – PDE 2033 ano horizonte.

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.

Além do atendimento ao mercado local, esse sistema participa da otimização energética entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste, por meio de conexões com os estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul. Adicionalmente, cabe destacar que as interligações internacionais constituem característica marcante da Região Sul, destacando-se as conexões com o Uruguai por meio das Conversoras de Rivera (70 MW) e Melo (500MW), a interligação com a Argentina pela Conversoras de Garabi (2.200 MW) e Uruguiana (50 MW).

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.

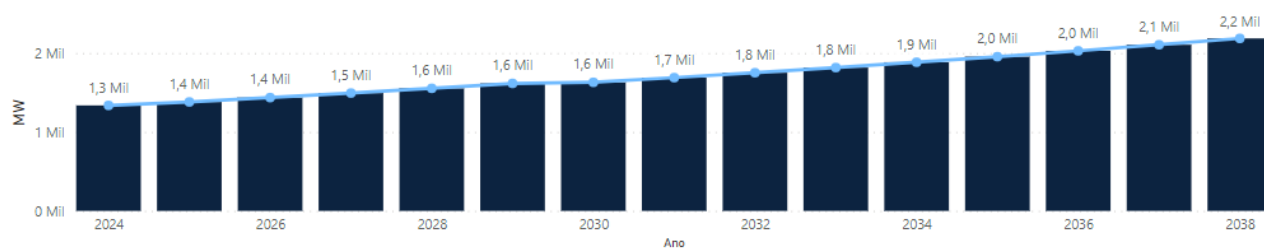
As figuras a seguir apresentam a evolução das previsões de carga e MMGD encaminhadas pelas distribuidoras e que constam dos casos base de trabalho do Plano Decenal 2033. É importante destacar que esses casos base também possuem previsões de crescimento do mercado para os anos subsequentes ao horizonte de análise do Plano Decenal (2034 a 2038).

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, mas por conta do crescimento da MMGD, a maior carga líquida foi identificada na carga pesada para os estados do Mato Grosso do Sul e de Santa Catarina;
- O crescimento médio ao ano do mercado para cada estado foi: 3,4% no Mato Grosso do Sul, 2% no Paraná, 2,7% em Santa Catarina e 1,7% no Rio Grande do Sul;
- Sobre a capacidade instalada de MMGD em cada estado podemos destacar que:
 - ✓ No Mato Grosso do Sul deve variar entre 824 MW em 2027 para 1042 MW em 2038.
 - ✓ No Paraná deve variar entre 2,8 GW em 2027 para 4,2 GW em 2038.
 - ✓ Em Santa Catarina deve variar entre 2,1 GW em 2027 para 3,2 GW em 2038.
 - ✓ No Rio Grande do Sul deve variar entre 2,4 GW em 2027 para 2,9 GW em 2038.

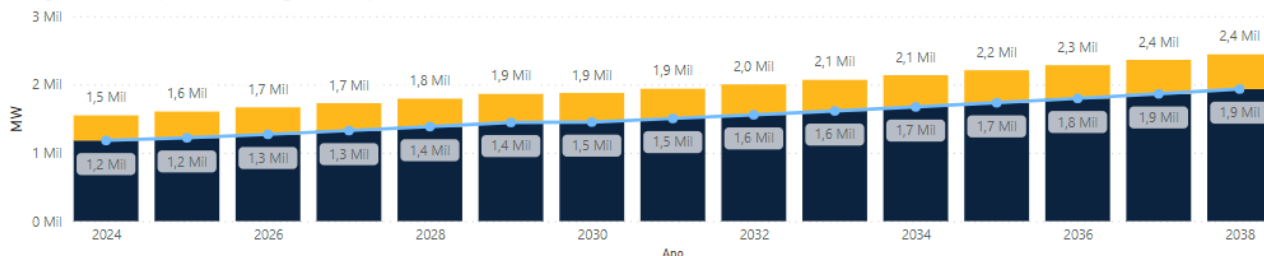
Patamar de carga PESADA

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



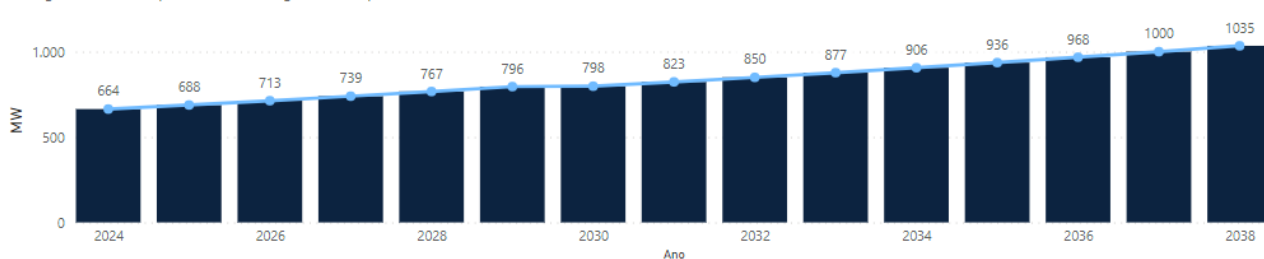
Patamar de carga MÉDIA

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



Patamar de carga LEVE

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



Pot Instalada por Ano

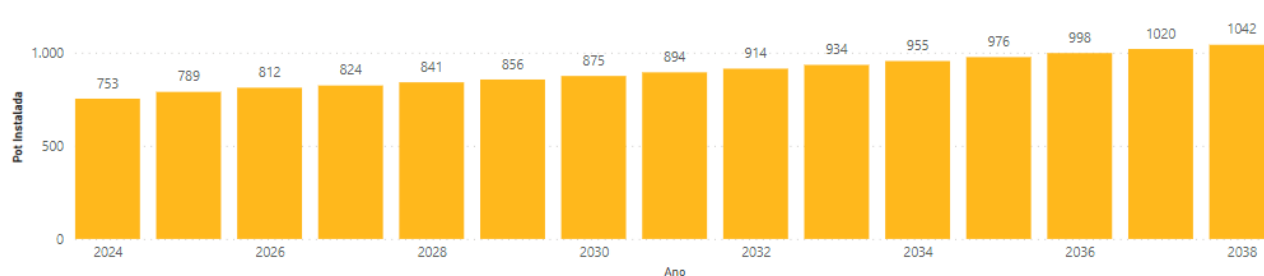
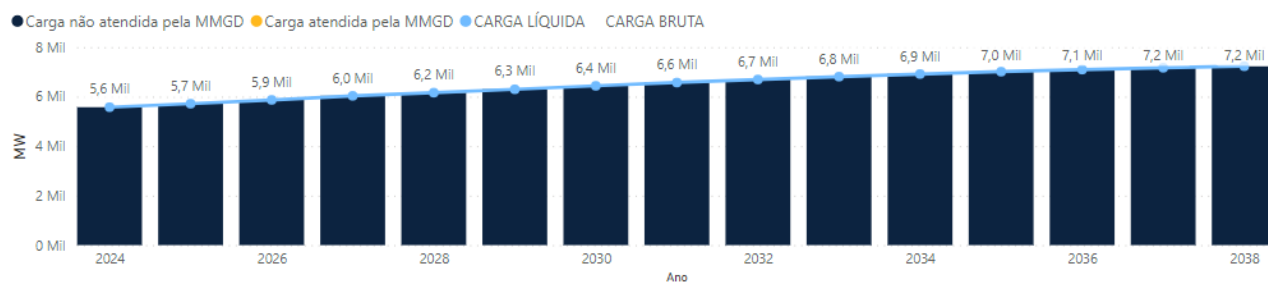
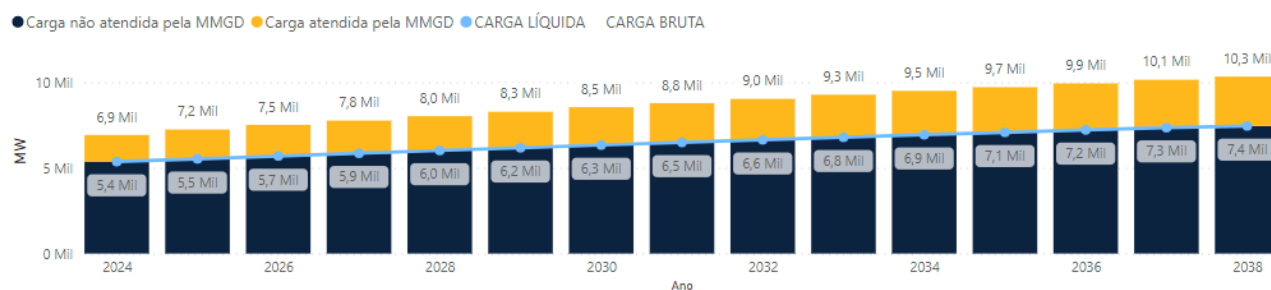


Figura 4-2 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado do Mato Grosso do Sul

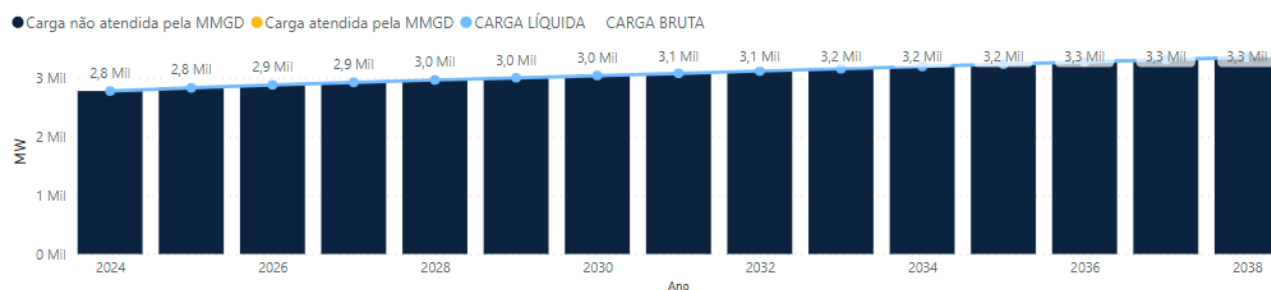
Patamar de carga PESADA



Patamar de carga MÉDIA



Patamar de carga LEVE



Pot Instalada por Ano

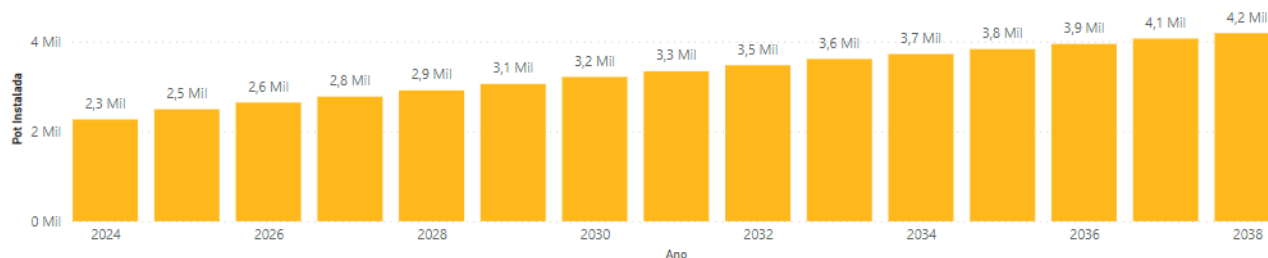
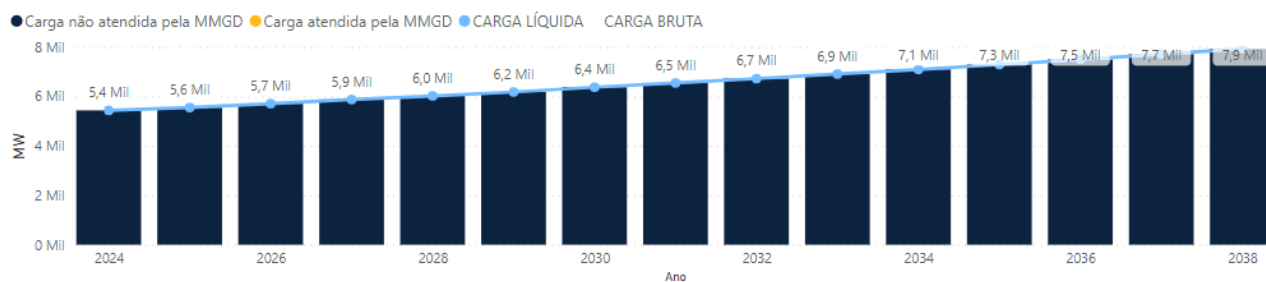
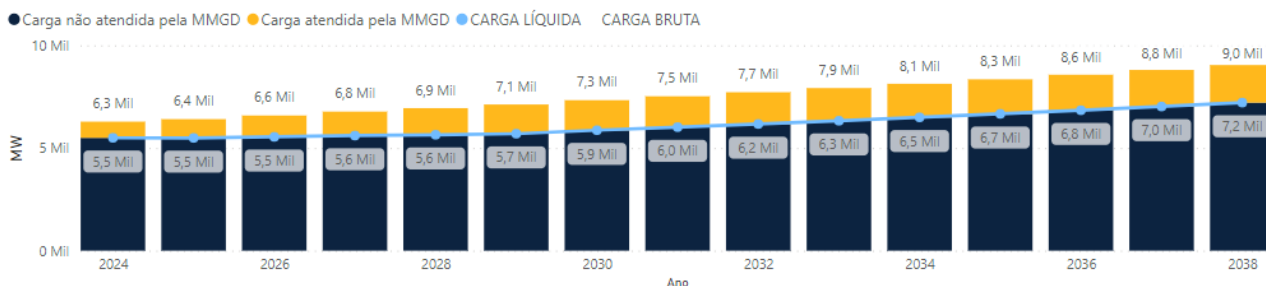


Figura 4-3 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado do Paraná

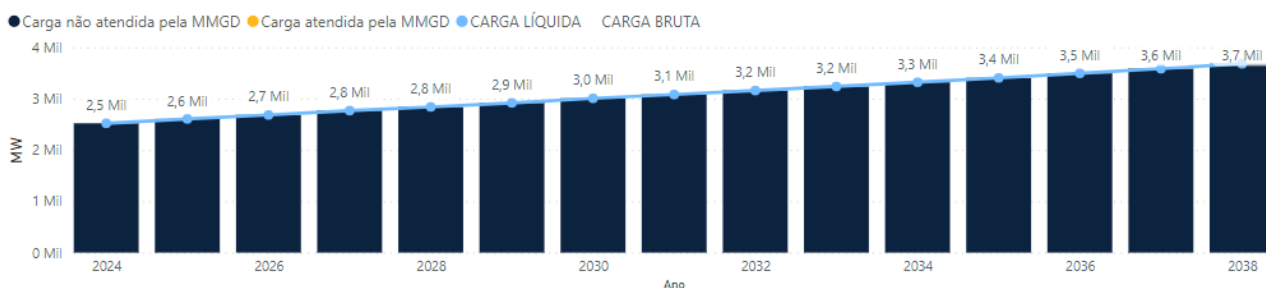
Patamar de carga PESADA



Patamar de carga MÉDIA



Patamar de carga LEVE



Pot Instalada por Ano

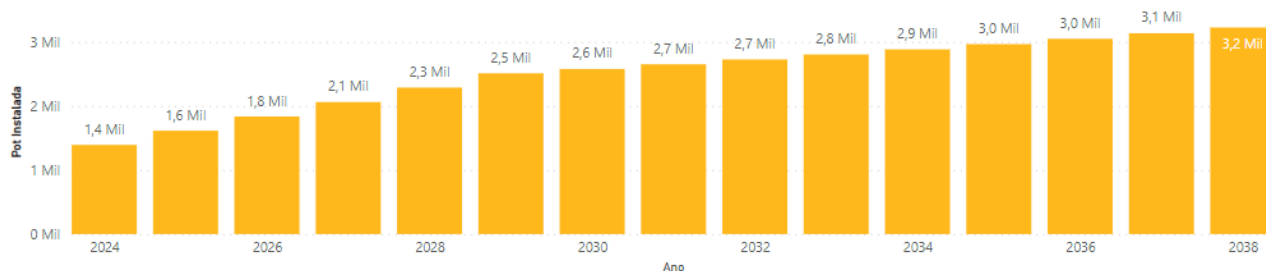
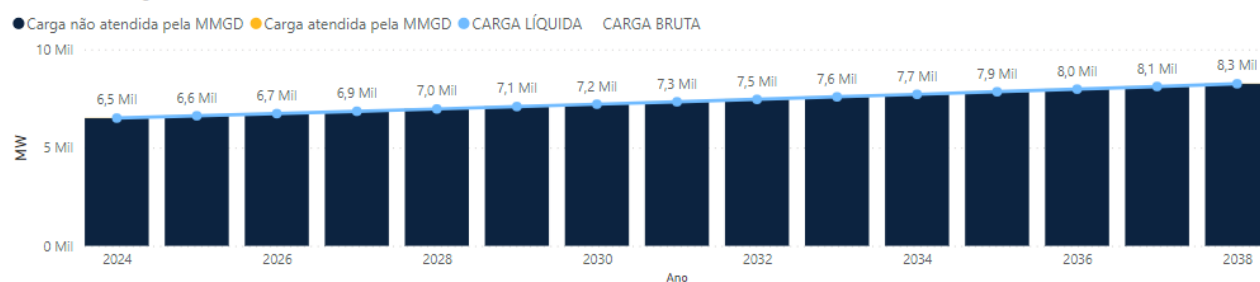
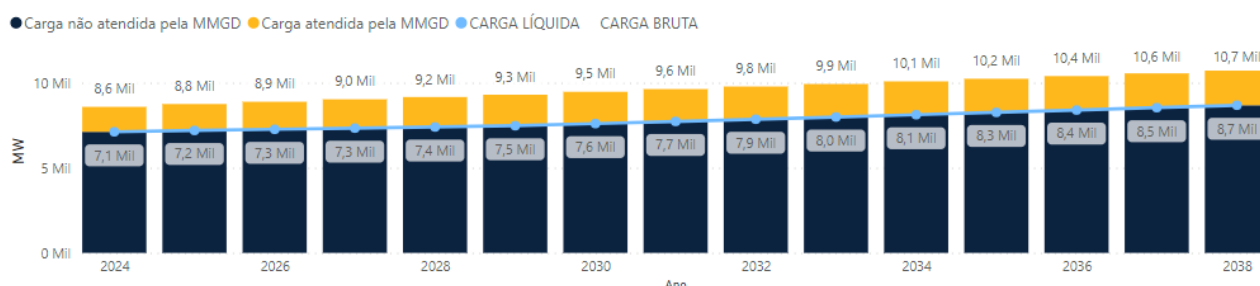


Figura 4-4 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de Santa Catarina

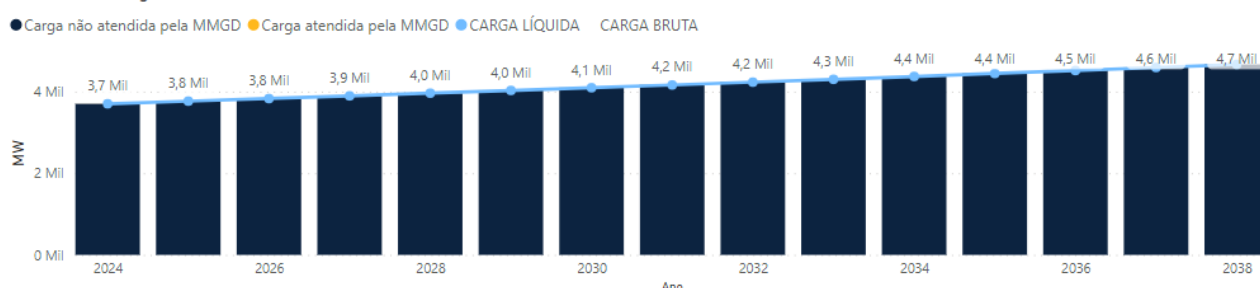
Patamar de carga PESADA



Patamar de carga MÉDIA



Patamar de carga LEVE



Pot Instalada por Ano

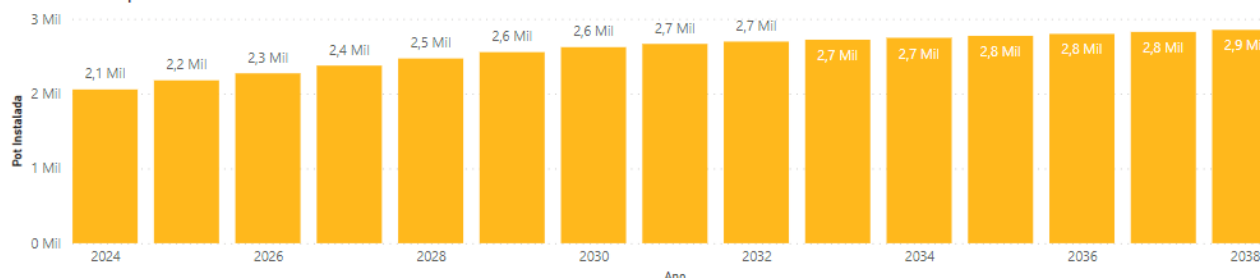


Figura 4-5 - Projeções de crescimento de carga e MMGD para o estado de Rio Grande do Sul

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 3,4% na matriz energética, considerando as expansões futuras que se encontram na fase de construção.

A Tabela 4-1 ilustra a capacidade instalada de geração por fonte e por estado em 2023, a Tabela 4-2 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	504,8	625,1	717,1	2119,0
UHE	77,5	15029,3	2758,9	4815,0	22680,7
CGH	17,3	95,5	248,7	69,2	430,7
UTE	2540,5	1915,1	1119,0	2226,4	7801,1
UTN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EOL	0,0	2,5	250,6	1835,9	2089,0
UFV	11,9	16,8	16,6	31,4	76,7
Total	2919,2	17564,0	5018,1	9695,1	35197,2

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	22,0	128,4	98,0	23,6	272,0
UHE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CGH	0,0	0,0	6,7	0,0	6,7
UTE	471,0	0,0	128,2	0,0	599,2
UTN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EOL	0,0	0,0	0,0	302,4	302,4
UFV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	493,0	128,4	233,0	326,0	1180,3

(*) 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 nos estados 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.

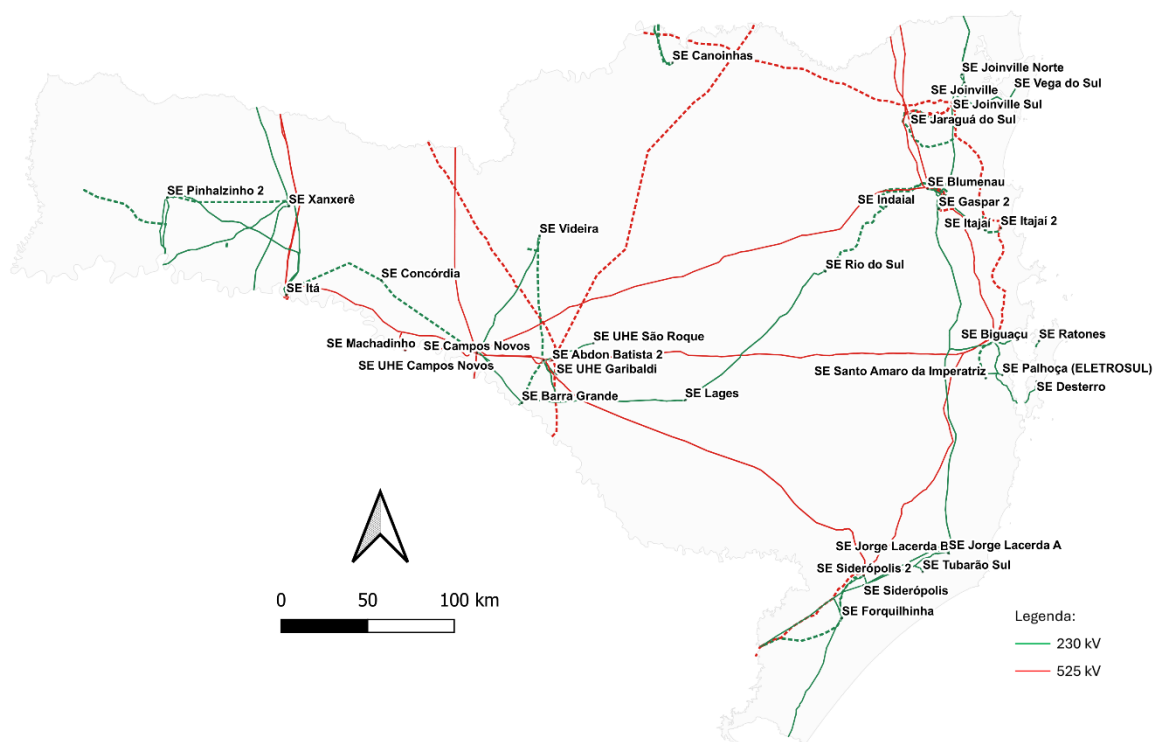


Figura 4-8 - Mapa geoeletrico do estado de Santa Catarina

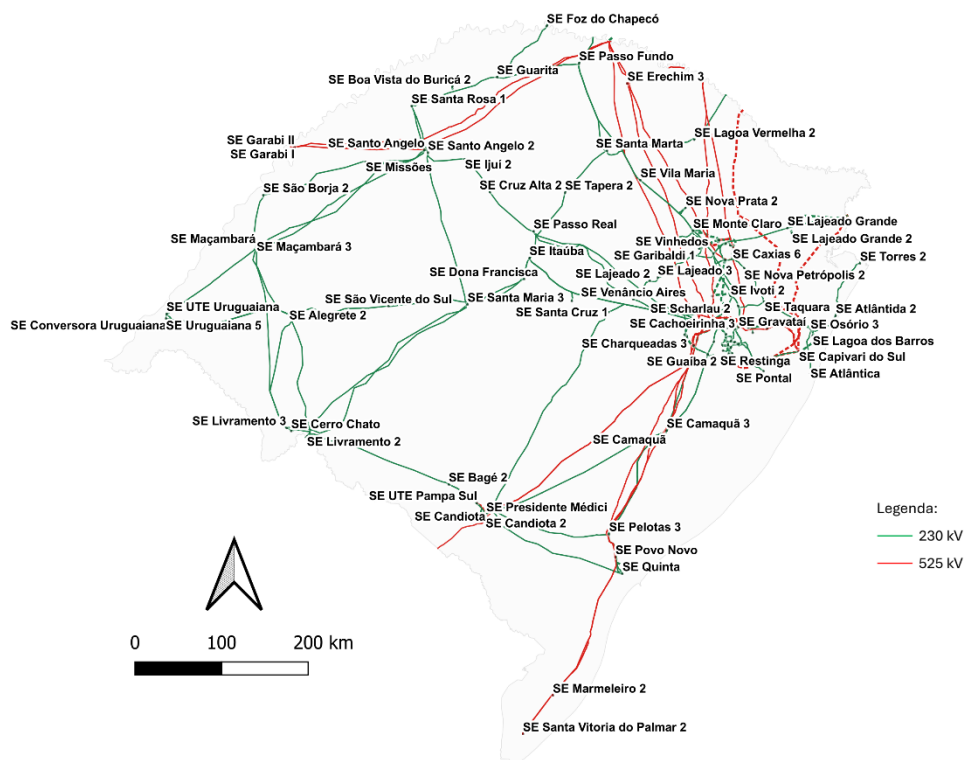


Figura 4-9 - Mapa geoeletrico do estado do Rio Grande do Sul

5 CENÁRIOS ANALISADOS

Para a realização do diagnóstico dos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul foram avaliados seis cenários críticos de atendimento, que tiveram como ponto de partida os casos-base do PDE 2033, para os quais alterações no despacho regional foram implementados para obter condições mais críticas de desempenho da rede. Por conta da carga atendida por MMGD no período da carga média, esse ano foram incluídos no diagnóstico cenários de carga pesada que em alguns estados chega a superar o valor da carga líquida presente nos casos de carga média.

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

Este cenário tem como objetivo maximizar a importação da região Sul como um todo. Neste cenário as usinas hidráulicas da região Sul estão com despacho reduzido, variando entre 30% e 40% da capacidade instalada das bacias. As usinas eólicas estão com 20% da capacidade, usinas solares estão em 90% da capacidade, usinas à biomassa foram despachadas no mínimo (período de entressafra) e as usinas térmicas foram despachadas de forma a respeitar o limite do RSUL de 14,1 GW, o que resultou no despacho indo até 100%. Ainda para respeitar o limite do RSUL, as interligações internacionais também foram despachadas.

5.2 Cenário Norte Úmido – Carga Leve

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. Neste cenário as usinas hidráulicas da região Sul estão com despacho reduzido, com cerca de 20% da capacidade instalada das bacias. As usinas eólicas estão com 20% da capacidade, usinas solares estão em 0% da capacidade, usinas à biomassa foram despachadas no mínimo (período de entressafra) e as usinas térmicas na inflexibilidade.

5.3 Cenário Norte Úmido (Recebimento Sul elevado) – Carga Pesada

Assim como o cenário na carga média, este cenário tem como objetivo maximizar a importação da região Sul como um todo tentando buscar diferenças que a falta da geração solar. Neste cenário o despacho foi muito próximo do caso 5.1, alterando basicamente o despacho das usinas solares para 0%.

5.4 Cenário Norte Seco – Carga Média

Este cenário combina a maior disponibilidade de geração na região com período de carga elevada. 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, usinas solares

estão em 90% da capacidade, usinas à biomassa foram despachadas no máximo (período de safra) e as usinas térmicas operam na inflexibilidade.

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

Os cenários Norte Seco buscam representar os casos em que a região sul exporta energia para o sudeste (FSUL) e o caso de carga leve permite maximizar o valor de exportação. 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, usinas solares estão em 90% da capacidade, usinas à biomassa foram despachadas no máximo (período de safra) e as usinas térmicas foram despachadas variando entre 70 e 100% como forma de maximizar o FSUL.

5.6 Cenário Norte Seco – Carga Pesada

Assim como o cenário na carga média, este cenário representa uma grande disponibilidade de geração na região, mas também possui uma carga elevada. Neste cenário o despacho foi muito próximo do caso 5.4, alterando basicamente o despacho das usinas solares para 0%.

6 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA MATO GROSSO DO SUL

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

6.1 Transformações de fronteira

Não foram encontradas violações em transformações de fronteira, mas alguns carregamentos são destacados pela tendência do crescimento e com carregamentos maiores que 90%. São duas transformações que devem ser acompanhadas no próximo diagnóstico da região.

A Figura 6-1 mostra a tendência do carregamento da transformação 230/138 kV em Dourados 2 no cenário norte úmido com carga pesada, chegando bem próximo de uma violação no primeiro ano além do horizonte avaliado.

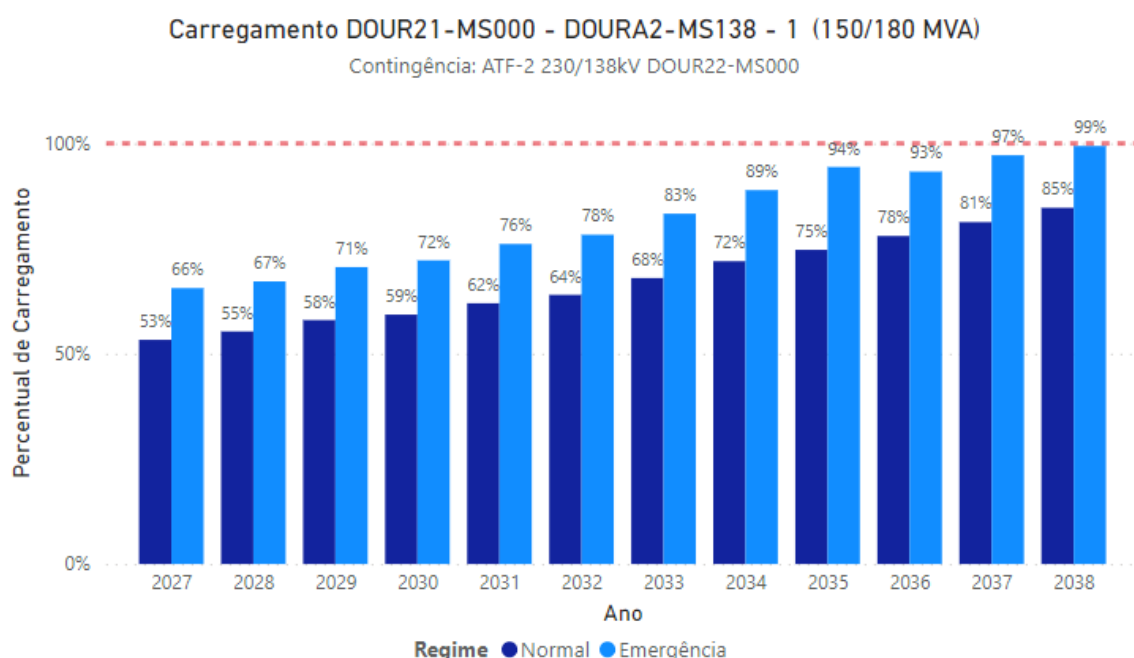


Figura 6-1 – Carregamento de um TR 230/138 kV em Dourados 2, em regime normal e na contingência do TR paralelo

A Figura 6-2 mostra a tendência do carregamento da transformação 230/138 kV em Dourados considerando um equipamento que não possui capacidade de emergência, no cenário norte úmido de carga média.

Carregamento DSTACR-MS138 - DOURA2-MS000 - 2 (75/75 MVA)

Contingência: ATF-3 230/138kV DOURA3-MS000

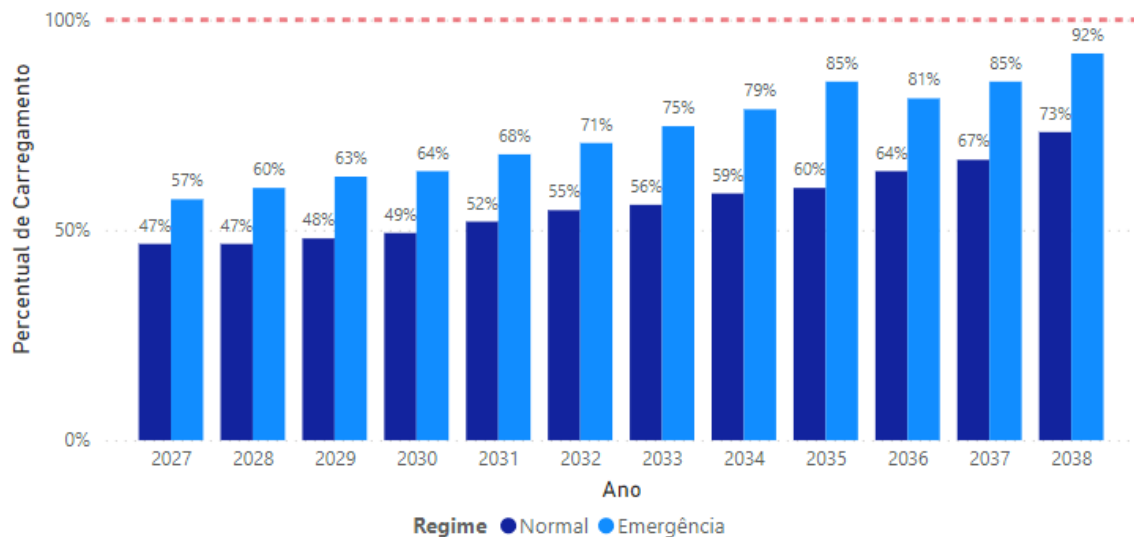


Figura 6-2 – Carregamento do TR2 230/138 kV em Dourados, em regime normal e na contingência do TR3

6.2 Margem de escoamento

O estado do Mato Grosso do Sul possui um grande potencial de geração solar na região Nordeste e a perspectiva da entrada de alguns empreendimentos gerou preocupação de esgotamento da capacidade de escoamento.

De acordo com a Resolução 1.065/2023, foi solicitada anistia de diversos projetos solares no estado do MS e como resultado o diagnóstico desse ano não observou necessidade de ampliar a capacidade de escoamento de energia. A EPE seguirá acompanhando a conexão e contratação de novos projetos para a definição do melhor momento para iniciar o estudo prospectivo.

6.3 Subtensão no sistema de distribuição

Durante a construção dos casos para o diagnóstico, foi recorrente a necessidade de incluir geração reativa em algumas barras no sistema de distribuição do Mato Grosso do Sul para permitir a convergência e, logo, da avaliação do sistema de rede básica. São barras nas regiões de Campo Grande e Dourados (principais centros de carga do estado) que apresentavam um nível de subtensão acentuado, principalmente nos últimos anos do horizonte nos cenários de carga média e pesada.

7 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA PARANÁ

O diagnóstico do Paraná no PD33 não apresentou violações. Cabe ressaltar que a rede de distribuição e DITs não foram avaliadas nesse diagnóstico, logo podem surgir problemas “não diagnosticados”.

7.1 Regiões Oeste e Sudoeste

No entanto, foram detectadas restrições de conexão de novos projetos (margem reduzida) devido ao carregamento elevado das seguintes linhas de transmissão:

- LT 230 kV Foz do Chopim – Salto Osório C1/2/3
- LT 230 kV Baixo Iguaçu – Cascavel Oeste C1
- LT 230 kV Cascavel – Cascavel Oeste C4

(trecho proveniente do seccionamento da LT 230 kV Medianeira Norte – Cascavel na SE Cascavel Oeste e compatibilização com a capacidade dos circuitos 1/2/3)

8 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA SANTA CATARINA

8.1 Região Metropolitana de Florianópolis

O diagnóstico de Santa Catarina no PD33 não encontrou violações. Cabe ressaltar que a rede de distribuição e DITs não foram avaliadas nesse diagnóstico.

9 DIAGNÓSTICO DO SISTEMA RIO GRANDE DO SUL

9.1 Transformações de fronteira

9.1.1 Região Metropolitana

A SE Lajeado 2 possui três transformadores 230/69 kV (2 x 83/125 MVA - 151% - e 1 x 83/83 MVA - 100% - de acordo com o CPST) e, conforme a Figura 9-1, ocorreria sobrecarga em N-1 em todo o horizonte em cenários de carga média. No entanto, de acordo com o ONS [5] todos os transformadores possuem 151% de capacidade para 4 horas.

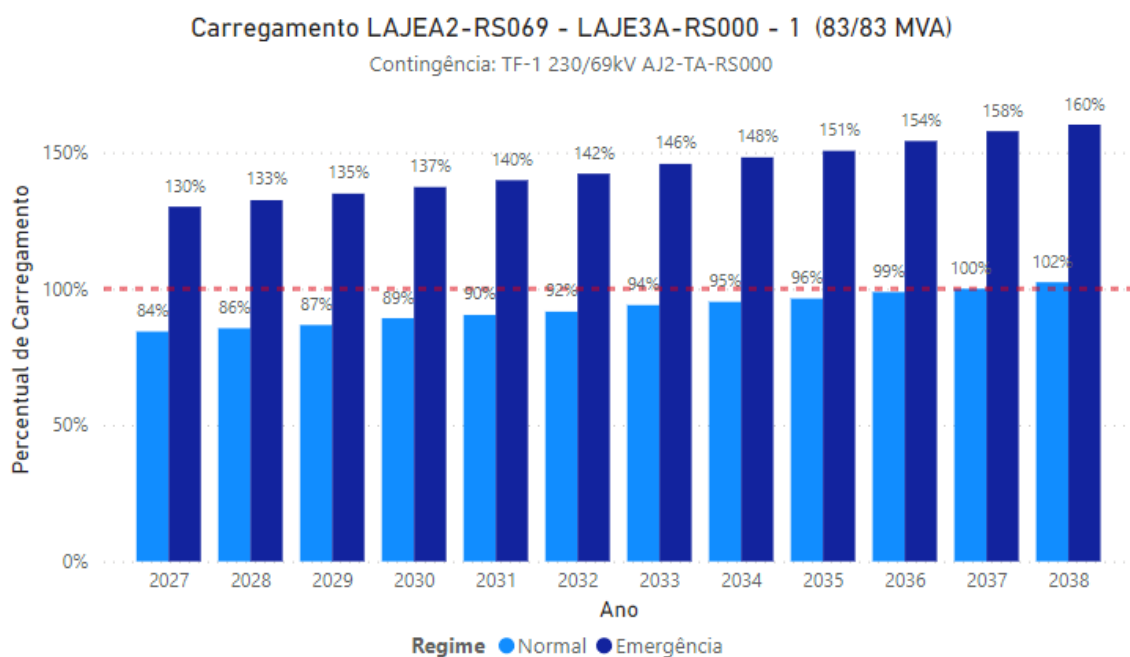


Figura 9-1 – Carregamento do TR3 230/69 kV em Lajeado 2, em regime normal e na contingência do TR1

Considerando a capacidade de emergência de 151% para todos os transformadores, o carregamento para essa transformação pode ser mais bem representado pela Figura 9-2, onde a violação seria observada a partir de 2035.

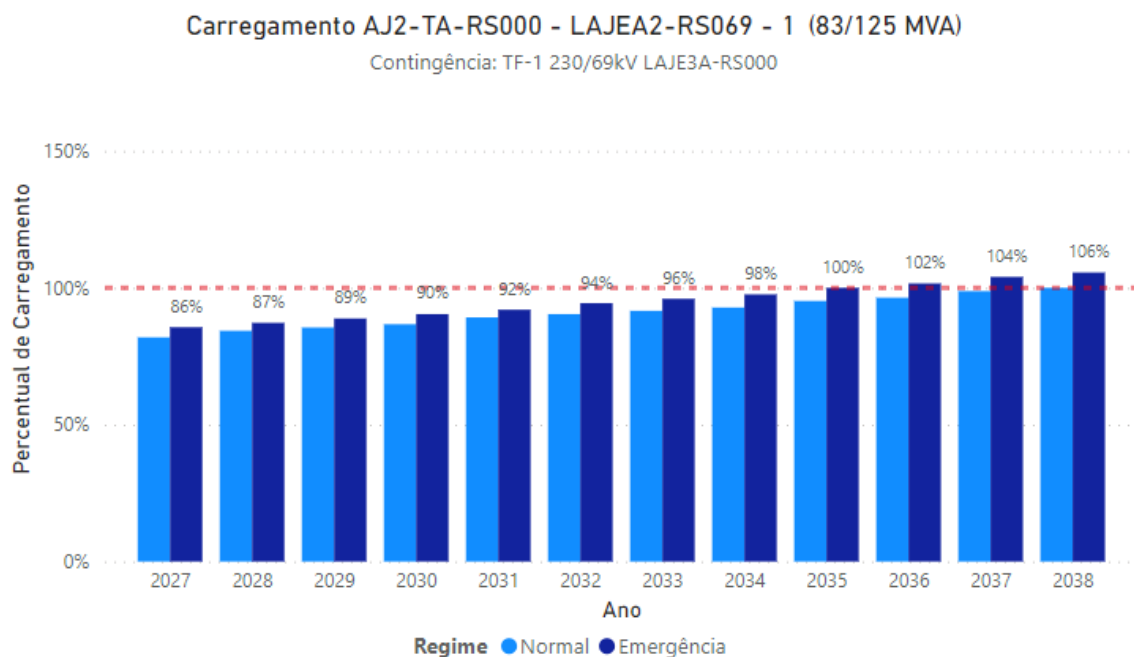


Figura 9-2 – Carregamento do TR1 230/69 kV em Lajeado 2, em regime normal e na contingência do TR3

9.1.2 Região Central

A SE Candelária 2 possui dois transformadores 230/69 kV (2 x 83/100 MVA - 120%) e, conforme a Figura 9-3, ocorre sobrecarga em N-1 em todo o horizonte em cenários de carga média e pesada.

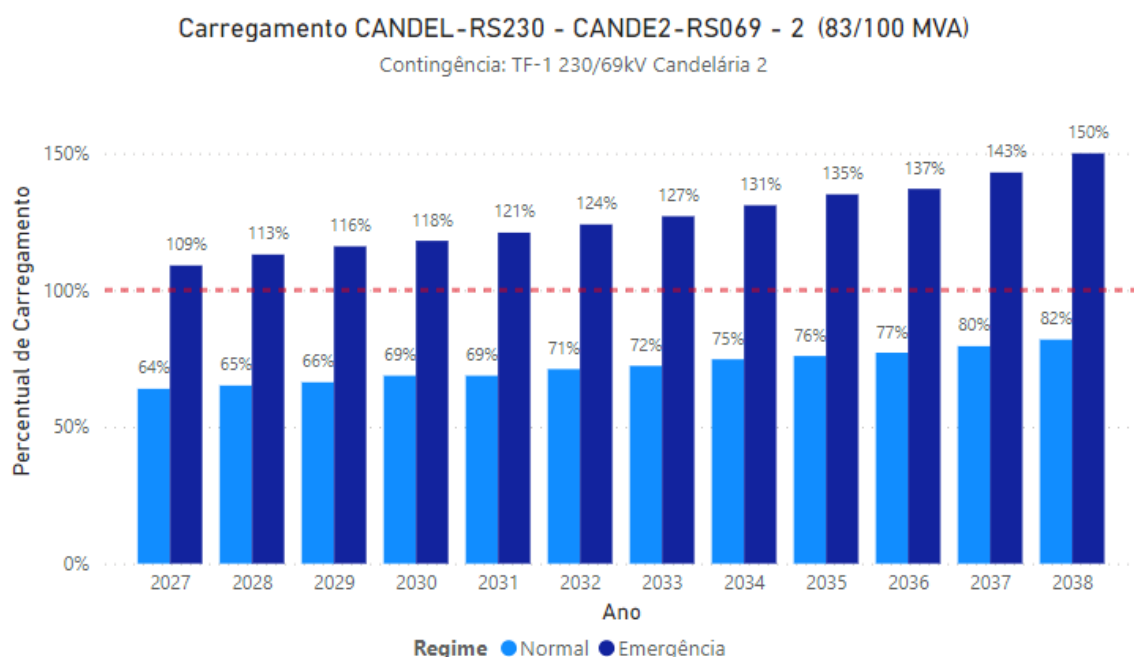


Figura 9-3 – Carregamento do TR2 230/69 kV em Candelária 2, em regime normal e na contingência do TR1 no cenário norte seco com carga pesada

A SE Santa Maria 3 possui dois transformadores 230/138 kV (2 x 83/100 MVA - 120%) e, conforme a Figura 9-4, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2028 no cenário norte úmido com carga média.

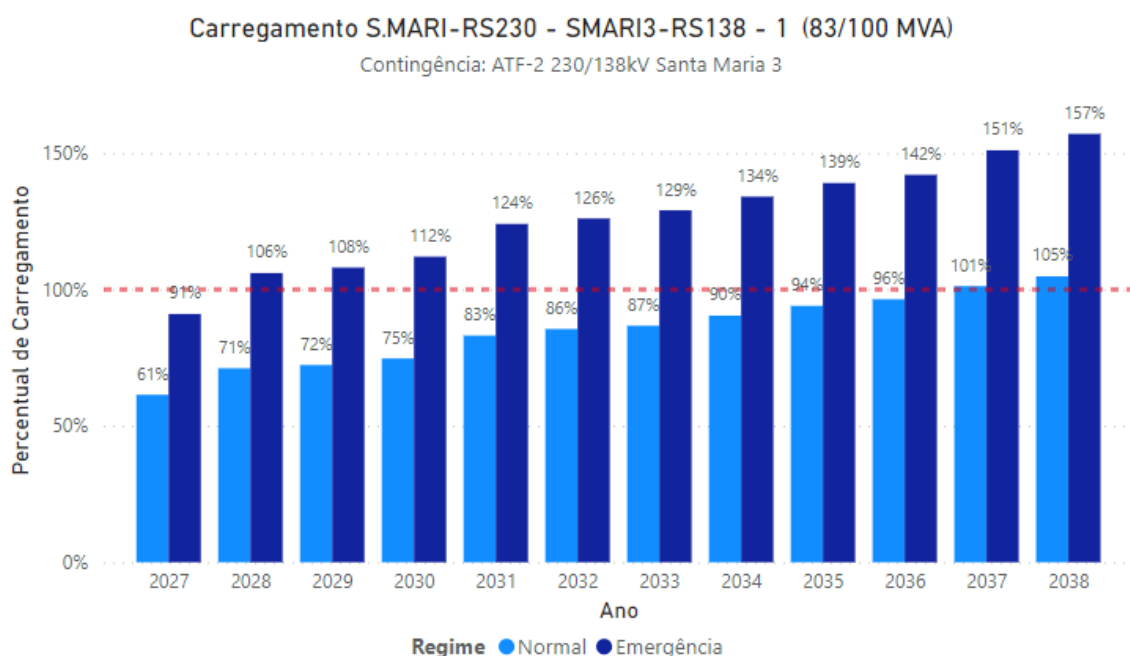


Figura 9-4 – Carregamento do TR1 230/138 kV em Santa Maria 3, em regime normal e na contingência do TR2

Estas duas transformações da região central estão dentro do escopo de um estudo em desenvolvimento, inicialmente previsto para a região sul do estado.

9.1.3 Região Norte

A SE Santa Marta possui dois transformadores 230/69 kV (1 x 83/120 MVA - 145% - e 1 x 83/100 MVA - 120%) e, conforme a Figura 9-5, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2031 no cenário norte úmido com carga média.

O estudo de Atendimento à região Noroeste do Rio Grande do Sul [6] emitido ano passado apresentou soluções para a região. Devido à complexidade da avaliação de viabilidade de expansão na SE Santa Marta, a solução para esta transformação está sendo avaliada em separado.

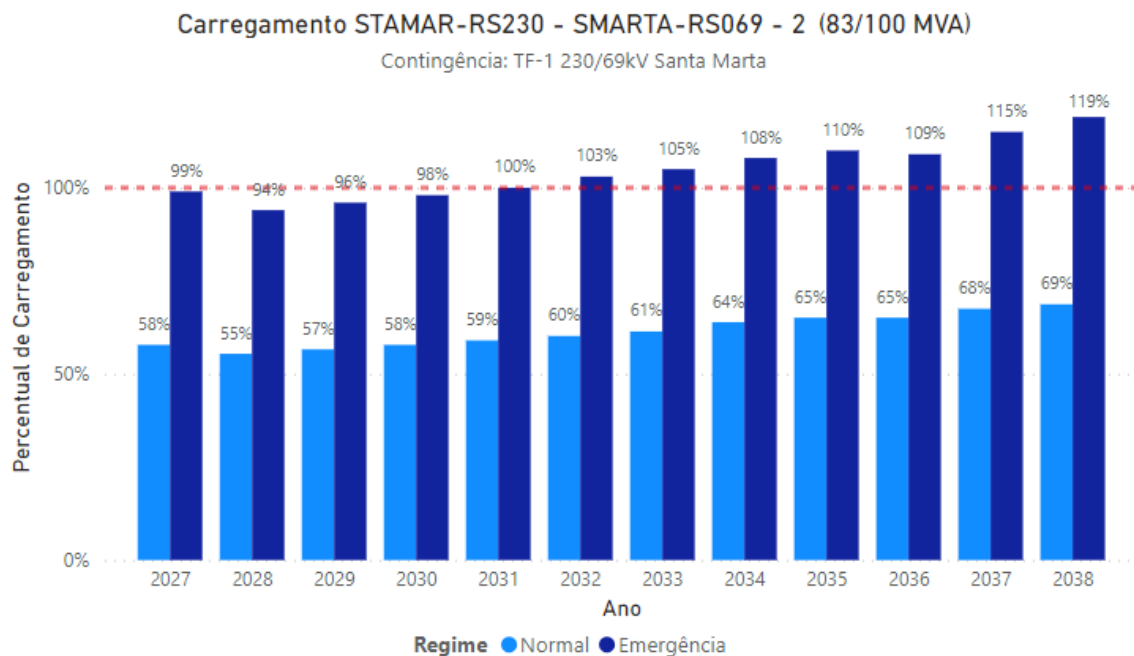


Figura 9-5 – Carregamento do TR2 230/69 kV em Santa Marta, em regime normal e na contingência do TR1

9.1.4 Região Oeste

A SE São Borja 2 possui três transformadores 230/69 kV (1 x 50/75 MVA - 150% -, 1 x 50/50 MVA - 100% - 1 x 50/60 MVA - 120%) e, conforme a Figura 9-6, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2031 em cenários de carga média na unidade sem capacidade de emergência.

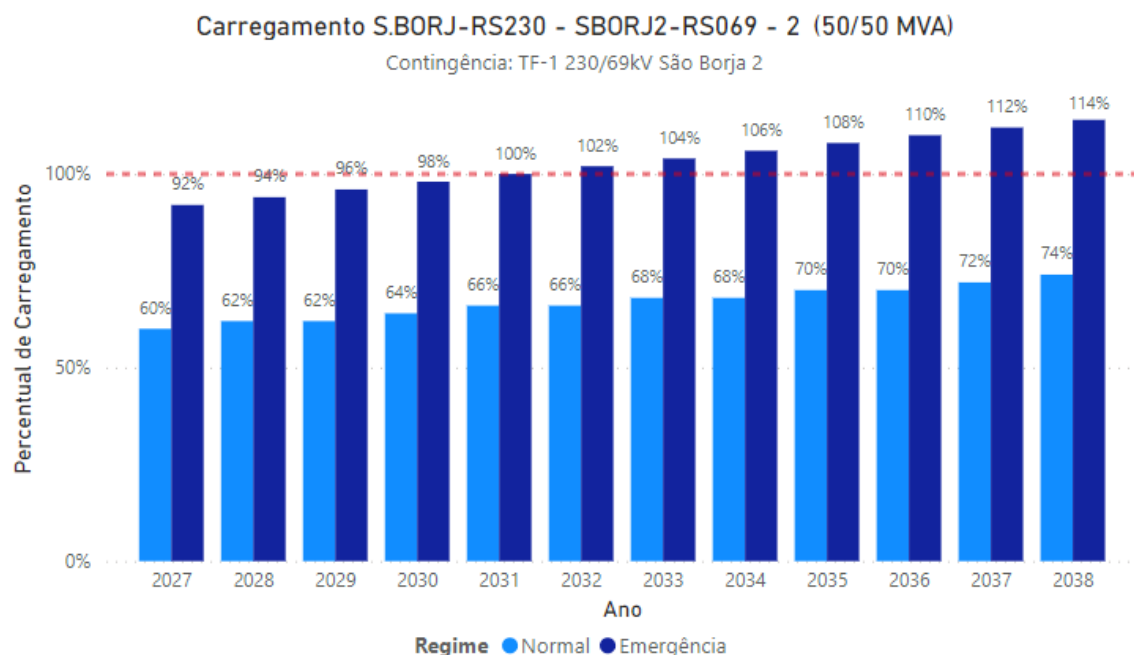


Figura 9-6 – Carregamento do TR2 230/69 kV em São Borja 2, em regime normal e na contingência do TR1

A SE Uruguaiana 5 possui três transformadores 230/69 kV (2 x 83/125 MVA - 150% - e 1 x 83/100 MVA - 120%) e, conforme a Figura 9-7, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2031 em cenários de carga média.

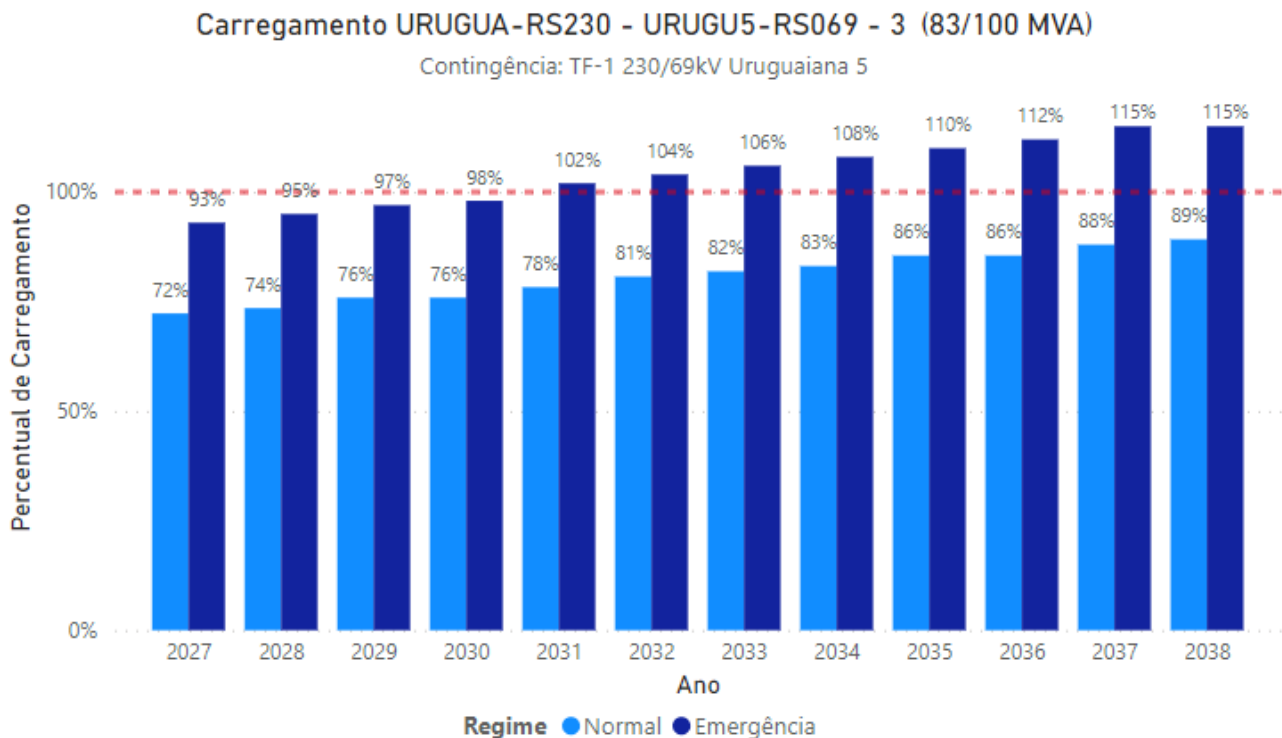


Figura 9-7 – Carregamento do TR3 230/69 kV em Uruguaiana 5, em regime normal e na contingência do TR1

9.1.5 Região Sul

A SE Pelotas 3 possui três transformadores 230/138 kV (2 x 83/125 MVA - 151% - e 1 x 83/100 MVA - 120%) e, conforme a Figura 9-8, ocorre sobrecarga em N-1 a partir de 2033 no cenário norte úmido com carga pesada.

Esta transformação de Pelotas está dentro do escopo de um estudo em desenvolvimento na região sul do estado.

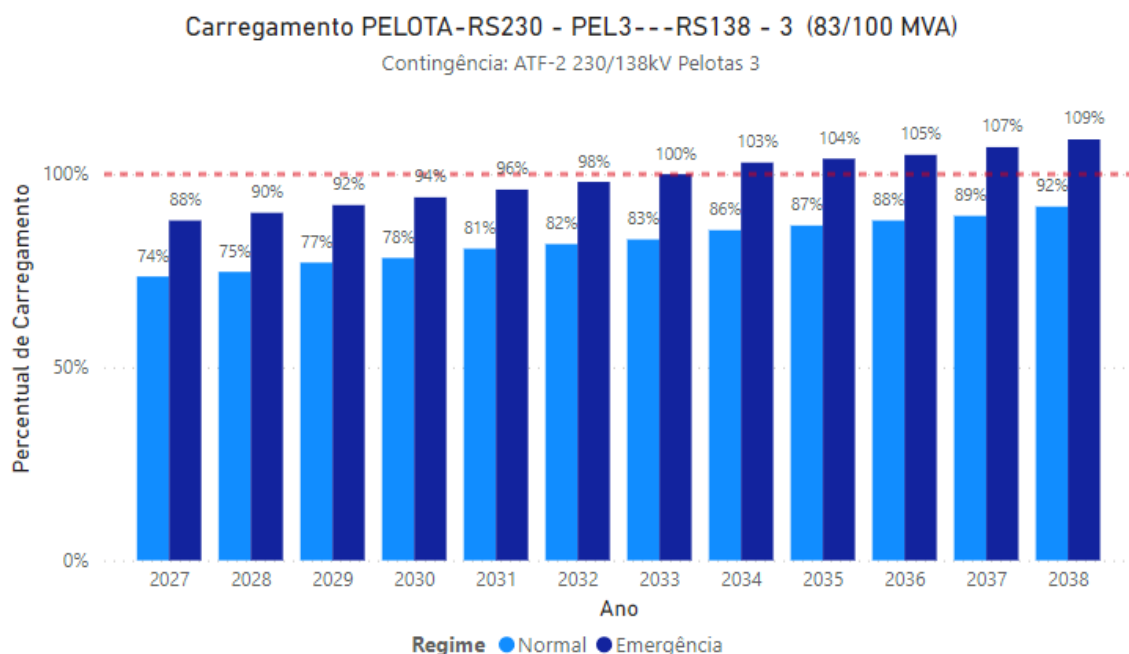


Figura 9-8 – Carregamento do TR3 230/69 kV em Pelotas 3, em regime normal e na contingência do TR2

9.2 Violação de tensão no 230 kV

Como indica a Figura 9-9, a SE Tapera 2 230 kV pode apresentar subtensão na falha da LT 230 kV – Porto Real – Tapera 2 a partir de 2034 no cenário norte úmido de carga média.

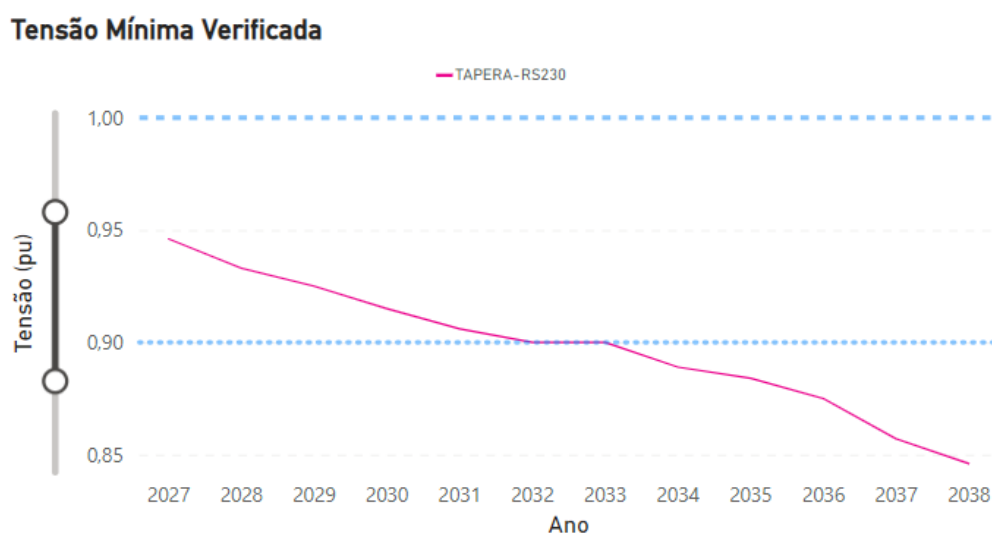


Figura 9-9 – Nível de tensão na SE Tapera 2 230 kV na contingência da LT 230 kV Porto Real – Tapera 2

9.3 Subtensão no sistema de distribuição

Durante a construção dos casos para o diagnóstico, foi recorrente a necessidade de incluir geração reativa em algumas barras no sistema de distribuição do Rio Grande do Sul para permitir a convergência e, logo, da avaliação do sistema de rede básica. São cargas atendidas atualmente pelas fronteiras de Alegrete 2, São Vicente do Sul e Candelária 2 que apresentavam um nível de subtensão acentuado, principalmente nos últimos anos do horizonte nos cenários de carga média e pesada. O estudo em andamento na região sul do estado pode contribuir com novas fronteiras que facilitaram o atendimento de cargas nessa região.

10 REFERÊNCIAS

- [1] EPE, “Base de dados de fluxo de potência - PDE 2033,” [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/bases-de-dados-de-simulacao>.
- [2] MME, *Portaria nº 215, de 11 de maio de 2020*.
- [3] EPE, *Portaria EPE/DEE nº 1, de 12 de janeiro de 2021*.
- [4] EPE, “EPE-DEE-RE 039_2023-rev0 - Estudo de Atendimento à Região Continental da Grande Florianópolis,” 2023.
- [5] ONS, “RT-ONS DPL 0682/2023 - PLANO DA OPERAÇÃO ELÉTRICA DE MÉDIO PRAZO DO SIN - PAR/PEL 2023,” 2024.
- [6] EPE, “EPE-DEE-RE-038/2023-rev0 - Atendimento à região Noroeste do Rio Grande do Sul,” 2023.