



Empresa de Pesquisa Energética

# Estudo de atendimento às cargas da região central do Mato Grosso - Parte I

Relatório R1

JANEIRO DE 2025

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA



## Coordenação Geral

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Reinaldo da Cruz Garcia

## Coordenação Executiva

Thiago Dourado Martins

Marcos Vinícius Farinha

## Coordenação Técnica

Lucas Simões de Oliveira

## Equipe Técnica

João Maurício Caruso

Marcelo Luiz Moreira



epe



## VALOR PÚBLICO

DE ACORDO COM A REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, TODAS AS NOVAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO A SEREM INTEGRADAS À REDE BÁSICA DEVEM SER RECOMENDADAS POR ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO REALIZADOS NO ÂMBITO DOS GRUPOS DE ESTUDO DE TRANSMISSÃO (GET) COORDENADOS PELA EPE.

O PROCESSO SE INICIA COM A ELABORAÇÃO DOS ESTUDOS DE PLANEJAMENTO, NOS QUAIS A EPE INDICA OS EMPREENDIMENTOS OU AMPLIAÇÕES QUE COMPÕEM A MELHOR ALTERNATIVA PARA EQUACIONAR UMA NECESSIDADE DO SISTEMA, COM BASE EM ANÁLISES TÉCNICO ECONÔMICAS E SOCIOAMBIENTAIS.

O PRESENTE ESTUDO APRESENTA UM CONJUNTO DE OBRAS PARA REFORÇOS SISTÊMICOS NAS SUBESTAÇÕES DE FRONTEIRA DA REGIÃO CENTRAL DO MATO GROSSO.

**MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA**



**Ministro de Estado**  
Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretário-Executivo**  
Arthur Cerqueira Valerio

**Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento**  
Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



**Presidente**  
Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico  
Energéticos e Ambientais**  
Thiago Ivanoski Teixeira

**Diretor de Estudos de Energia Elétrica**  
Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e  
Biocombustíveis**  
Heloisa Borges Bastos Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**

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



Área de estudo

**ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO**

Estudo

**Análise técnico-econômica-socioambiental**

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-080/2024

**Estudo de atendimento às cargas da região central do Mato Grosso (MT) - Parte I**

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

08/01/2025 Emissão Original

# SUMÁRIO

<b>SUMÁRIO</b> .....	<b>6</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>8</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>9</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>10</b>
1.1 Considerações iniciais .....	10
1.2 Objetivos gerais.....	11
<b>2 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</b> .....	<b>12</b>
2.1 Relação de Obras avaliadas.....	12
2.1.1 SE Brasnorte .....	13
2.1.2 SE Lucas do Rio Verde.....	13
2.1.3 SE Nobres.....	13
2.1.4 SE Nova Mutum.....	13
2.1.5 SE Rondonópolis.....	13
2.1.6 SE Sinop .....	13
2.1.7 SE Sorriso .....	14
<b>3 PREMISSAS E CRITÉRIOS</b> .....	<b>16</b>
3.1 Topologia e Mercado .....	17
3.2 Relação de Obras de responsabilidade da distribuidora no estudo.....	17
3.3 Plano de Geração .....	17
3.4 Limite de Tensão e Carregamento .....	18
3.5 Parâmetros Econômicos .....	18
<b>4 AVALIAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES DE FRONTEIRA</b> .....	<b>19</b>
4.1 Fronteiras na Região Central do MT .....	19
4.1.1 SE Brasnorte .....	19
4.1.2 SE Lucas do Rio Verde.....	19
4.1.3 SE Nobres.....	19
4.1.4 SE Nova Mutum.....	20
4.1.5 SE Rondonópolis.....	20
4.1.6 SE Sinop .....	20
4.1.7 SE Sorriso .....	21
4.2 Comparação entre as Cargas Máximas Não Coincidentes - Dados EPE e ONS .....	21
<b>5 DESCRIÇÃO DOS REFORÇOS INDICADOS</b> .....	<b>22</b>
5.1 Curto Prazo.....	22
5.1.1 SE Brasnorte .....	22
5.1.2 SE Lucas do Rio Verde.....	24
5.1.3 SE Nobres.....	25
5.1.4 SE Nova Mutum.....	26
5.1.5 SE Rondonópolis.....	27
5.1.6 SE Sinop .....	28
5.1.7 SE Sorriso .....	30
5.2 Longo Prazo.....	32
5.2.1 SE Brasnorte .....	32
5.2.2 SE Lucas do Rio Verde.....	33
5.2.3 SE Nobres.....	34
5.2.4 SE Nova Mutum.....	35
5.2.5 SE Rondonópolis.....	36
5.2.6 SE Sinop .....	37
5.2.7 SE Sorriso .....	38

<b>6</b>	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>39</b>
<b>7</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>40</b>
7.1	Fichas PET/PELP .....	40
7.2	CONSULTAS DE VIABILIDADE DE EXPANSÃO .....	47
7.2.1	SE Lucas do Rio Verde: .....	47
7.2.2	SE Nova Mutum .....	49
7.2.3	SE Rondonópolis .....	51
7.2.4	SE Sinop .....	53
7.2.5	SE Sorriso .....	54

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 – Mato Grosso e o pioneirismo do agronegócio.....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Figura 1-2 - Diagrama eletrogeográfico do estado do Mato Grosso. Fonte: PAR/PEL 2025-2029 .....	11
Figura 2-1 – Distribuição de obras de curto prazo no diagrama unifilar da região Central do MT.....	15
Figura 3-1 – Subestações de fronteira analisadas ao longo do estudo. ....	16
Figura 5-1 – Visão superior da SE de Brasnorte .....	23
Figura 5-2 - Diagrama unifilar da SE Brasnorte 230/138kV .....	24
Figura 5-3 - Diagrama unifilar da SE Lucas do Rio verde 230/138kV .....	25
Figura 5-4 - Diagrama unifilar da SE Lucas do Nova Mutum 230/69kV .....	27
Figura 5-5 - Diagrama unifilar da SE Rondonópolis 230/138kV .....	28
Figura 5-6 – Diagrama unifilar da SE Sinop 500/230/138kV .....	30
Figura 5-7 – Diagrama unifilar da SE Sorriso 230/69kV .....	31
Figura 6-1 – Carregamento da SE Brasnorte em N e N-1 com contingência do TR1 da SE Juína .....	32
Figura 6-2 - Carregamento da SE Brasnorte em N e N-1 .....	32
Figura 6-3 - Carregamento da SE Lucas do Rio Verde em N e N-1.....	33
Figura 6-4 - Carregamento da SE Nobres em N e N-1.....	34
Figura 6-5 - Carregamento da SE Nova Mutum 230:69kV em N e N-1.....	35
Figura 6-6 - Carregamento da SE Nova Mutum 69:138kV em N e N-1.....	35
Figura 6-7 - Carregamento da SE Rondonópolis em N e N-1.....	36
Figura 6-8 - Carregamento da transformação 500/230kV de Sinop em regime N e N-1.....	37
Figura 6-9 – Carregamento da transformação 230/138kV de Sinop em regime N e N-1.....	37
Figura 6-10 - Carregamento da transformação 230/69kV de Sorriso em regime N e N-1 .....	38
Figura 9-1 – Resposta da transmissora à consulta emitida. ....	47
Figura 9-2 – Diagrama unifilar com a futura terceira e quarta unidade de transformação em Lucas do Rio Verde. ....	48
Figura 9-3 - Resposta da transmissora à consulta emitida. ....	49
Figura 9-4 - Diagrama unifilar com a localidade da quarta unidade de transformação e novas ELs em Nova Mutum....	50
Figura 9-5 - Resposta da transmissora à consulta emitida .....	51
Figura 9-6 - Diagrama unifilar com a localidade da quinta unidade de transformação em Rondonópolis. ....	52
Figura 9-7 - Diagrama unifilar com as obras propostas em Sinop .....	53
Figura 9-8.....	54
Figura 9-9 - Diagrama unifilar com as obras propostas em Sorriso.....	55



## LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 - Recomendações para as subestações avaliadas na presente Nota Técnica .....	12
Tabela 3-1 – Relação de Obras confirmadas pela distribuidora local (Energisa-MT) e adicionadas ao caso de estudo ..	17
Tabela 3-2 – Despacho das PCHs regionais do MT .....	18
Tabela 4-1 - Transformadores instalados na SE Brasnorte 230/138kV .....	19
Tabela 4-2 - Transformadores instalados na SE Lucas do Rio Verde 230/138kV .....	19
Tabela 4-3 - Transformadores instalados na SE Nobres 230/138kV.....	19
Tabela 4-4 - Transformadores instalados na SE Nova Mutum 230/69/138kV .....	20
Tabela 4-5 - Transformadores instalados na SE Rondonópolis 230/138kV .....	20
Tabela 4-6 - Transformadores instalados na SE Sinop 500/230/138kV .....	20
Tabela 4-7 - Transformadores instalados na SE Sorriso 230/69kV .....	21
Tabela 4-8 – Carga máxima não coincidente nas fronteiras do MT – Cargas EPE e ONS .....	21
Tabela 4-9 – Carga Total no MT – Cargas EPE e ONS.....	21
Tabela 5-1 – Relação de reforços indicados até 2030 .....	22
Tabela 5-2 – Fluxos de potência na fronteira de Brasnorte 230/138kV .....	22
Tabela 5-3 – Reforço indicado para a SE Brasnorte 230/138 kV .....	22
Tabela 5-4 – Fluxos de potência na fronteira de Lucas do Rio Verde 230/138kV .....	24
Tabela 5-5 - Reforço indicado para a SE Lucas do Rio Verde 230/138 kV .....	25
Tabela 5-6 - Fluxos de potência na fronteira de Nobres 230/138 kV .....	26
Tabela 5-7 – Fluxos de potência na fronteira de Nova Mutum 230/69kV.....	26
Tabela 5-8 - Reforço indicado para a SE Nova Mutum 230/69 kV.....	26
Tabela 5-9 – Fluxos de potência na fronteira de Rondonópolis 230/138kV .....	27
Tabela 5-10 - Reforço indicado para a SE Rondonópolis 230/138 kV .....	28
Tabela 5-11 – Fluxos de potência na fronteira de Sinop 230/138kV .....	29
Tabela 5-12 - Fluxos de potência na fronteira de Sinop 500/230kV.....	29
Tabela 5-13 - Reforço indicado para a SE Sinop 500/230/138 kV .....	29
Tabela 5-14 – Fluxos de potência na fronteira de Sorriso 230/69kV.....	30
Tabela 5-15 - Reforço indicado para a SE Sorriso 230/69 kV.....	31

# 1 INTRODUÇÃO

---

## 1.1 Considerações iniciais

Nos últimos ciclos do PAR foram indicados problemas de carregamento em regime normal e/ou emergências nas transformações de fronteira na região central do MT, os quais em ciclos anteriores não eram identificados nas análises.

A mudança de comportamento foi atribuída à adição de novas demandas de irrigação, principalmente entre 23h e 3h, conforme identificado em colaboração com a Energisa MT. Esse padrão deslocou o pico de carga para horários distintos da máxima demanda coincidente estadual registrada pela Energisa.

A consequência desse fato é que diversos problemas nas fronteiras começaram a ser indicados nas análises do PAR, sem que houvesse estudos específicos da EPE que considerassem as cargas do período da madrugada. Isso gerou a necessidade de um novo estudo de longo prazo da EPE, que apresentasse soluções estruturais para as fronteiras da região e que fossem compatíveis com as soluções de curto prazo, criando uma evolução integrada entre os diferentes horizontes de análise.

O estudo da EPE será estruturado em curto e longo prazo, abrangendo os reforços nos transformadores e a expansão de linhas de transmissão e distribuição até 2038. Para sua execução, foi formado um grupo de trabalho coordenado pela EPE, com a participação da Eletrobrás Eletronorte e da Energisa Mato Grosso.

No curto e longo prazo, as subestações de fronteira na região central do Mato Grosso, impactadas pelas novas cargas de irrigação, estão conectadas ao sistema de 230 kV que inclui o eixo Sinop - Sorriso - Lucas do Rio Verde - Nova Mutum - Nobres e Rondonópolis. Essas subestações estão interligadas ao sistema de distribuição em 138 kV e 69 kV.

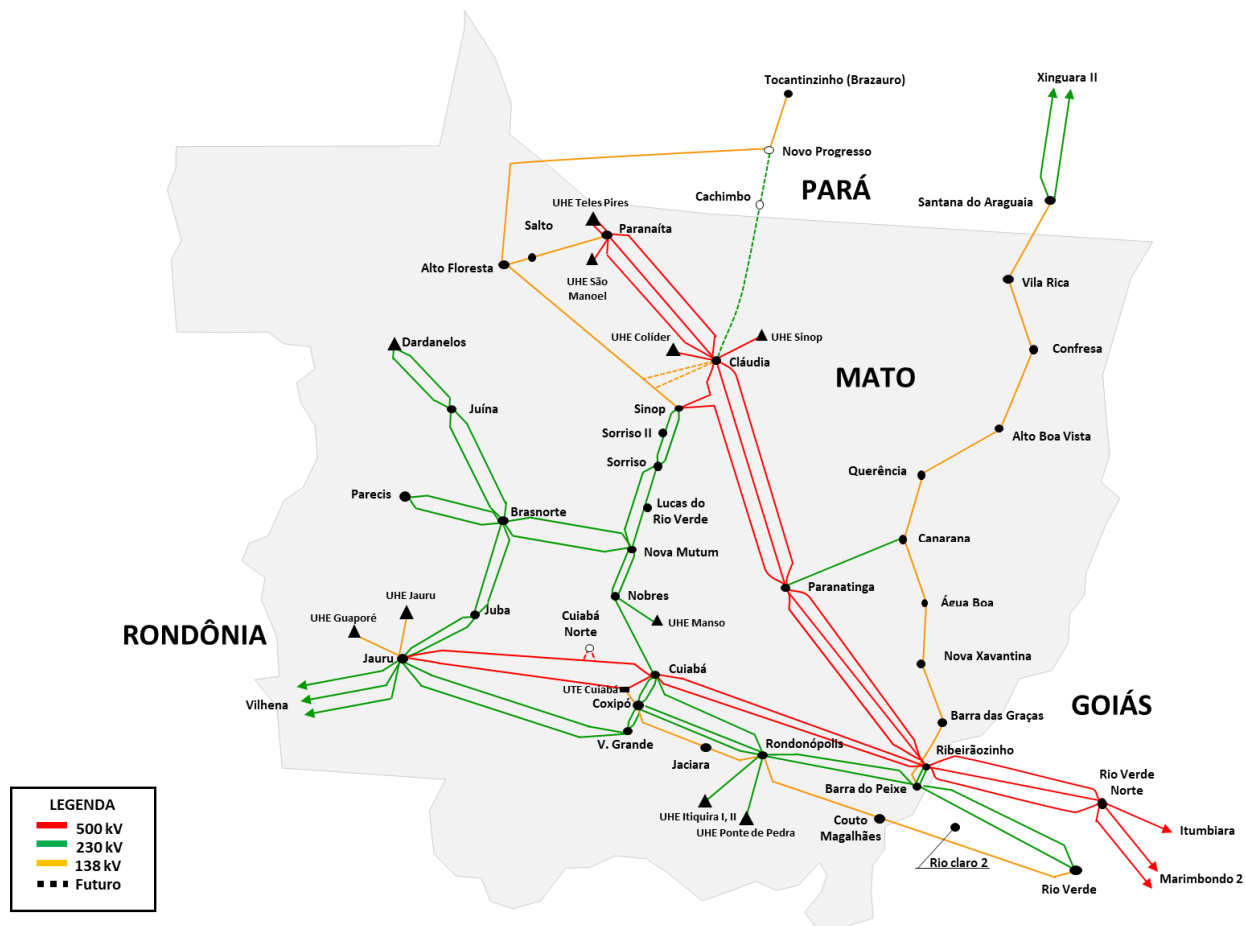


Figura 1-1 - Diagrama eletrogeográfico do estado do Mato Grosso. Fonte: PAR/PEL 2025-2029

O crescimento agrícola na região demanda a análise, no estudo de longo prazo, do atendimento às cargas entre Paranatinga e Primavera do Leste.

## 1.2 Objetivos gerais

O presente estudo visa indicar obras para as subestações de Brasnorte, Sinop, Sorriso, Lucas do Rio Verde, Nova Mutum, Nobres e Rondonópolis que solucionem os problemas de curto e médio prazos, e que possam ser implementadas no menor espaço de tempo possível, buscando-se obras compatíveis com os resultados do estudo de longo prazo para o período 2031 - 2038.

## 2 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Para o horizonte de curto prazo, até o ano de 2030, são indicadas as obras de reforço, ampliação e/ou substituição nas transformações de fronteira (Tabela 2-1), as quais podem ser implantadas em menor prazo, visando solucionar os problemas identificados nos estudos do PAR-PEL e da EPE associados às cargas máximas noturnas de irrigação. Tendo em vista as características das obras, que envolvem apenas reforços ou substituições em subestações existentes, não é vislumbrada a necessidade execução de relatórios complementares (R2-R5) para o processo de outorga dos ativos.

O valor total das obras propostas é de aproximadamente R\$ 370,95 milhões, e segue discriminado na seção Fichas PET/PELP.

### 2.1 Relação de Obras avaliadas

O ano de entrada em operação dessas obras poderá ser compatibilizado com as necessidades identificadas pelos agentes do setor, não havendo qualquer arrependimento pela antecipação de obras.

Tabela 2-1 - Recomendações para as subestações.

Subestação	Tensão (kV)	Descrição	Tipo de Obra	Ano
Brasnorte	230 138	2º ATF 230/138, 3 x 33MVA 1Φ e novas conexões	Ampliação	2029
Lucas do Rio Verde	230 138	3º ATF 230/138, 3 x 25MVA 1Φ e novas conexões	Ampliação	2026
		4º ATF 230/138, 3 x 25MVA 1Φ e novas conexões	Ampliação	2029
Nova Mutum	230 69	4º ATF 230/69, 1 x 75MVA 3Φ e novas conexões	Ampliação	2026
		Substituição do T-01, 1 x 30MVA, por 1 x 75MVA 3Φ e novas conexões	Substituição	2026
Rondonópolis	230 138	5º ATF 230/138 kV, 1 x 150MVA 3Φ e novas conexões	Ampliação	2026
Sinop	230 138	4º ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ e novas conexões	Ampliação	2026
		Substituição do ATF-01, 1 x 100MVA, por 1 x 150MVA 3Φ e novas conexões	Substituição	2026
	500 230	3º ATF 500/230, 3 x 133,3MVA 1Φ e novas conexões	Ampliação	2029
Sorriso	230 69	5º TF 230/69, 1 x 100MVA 3Φ e novas conexões Extensão do barramento 69kV	Ampliação	2026
		Substituição do T-01, 1 x 30MVA, por 1 x 100MVA 3Φ e novas conexões	Substituição	2026

### **2.1.1 SE Brasnorte**

- 1) Instalação do 2º banco de transformadores monofásicos 230/138kV de 3x33 MVA.
- 2) Com a implantação das obras recomendadas, a configuração da subestação prevista para o ano de 2027 é de: 2x100MVA

### **2.1.2 SE Lucas do Rio Verde**

- 1) Instalação do 3º e 4º banco de transformadores monofásicos 230/138kV de 75/90 MVA.
- 2) Com a implantação das obras recomendadas, a configuração da subestação prevista para o ano de 2027 é: 3 x 75 MVA, 230/138 kV. A partir do ano de 2029 a configuração da subestação prevista é de 4 x 75 MVA, 230/138 kV.

### **2.1.3 SE Nobres**

- 1) Com a autorização para até 2026 do 3º transformador trifásico 230/138kV de 100MVA na SE de Nobres não há necessidade de reforço ou ampliação nos horizontes de curto e médio prazo.

### **2.1.4 SE Nova Mutum**

- 1) Instalação do 4º transformador trifásico 230/69kV de 75/90 MVA.
- 2) Substituição do transformador 230/69kV, T1 de 30/30 MVA (IdeMdl: 8978) por 1 transformador trifásico de 75/90 MVA em função do fim de vida útil regulatória e reforço necessário na SE.
- 3) De forma a minimizar os riscos de sobrecargas durante as intervenções na subestação, recomenda-se que o cronograma de implantação do 4º transformador seja compatibilizado entre a transmissora e o ONS, já considerando a necessidade de substituição do T1.
- 4) Com a implantação das obras recomendadas, a subestação prevista para 2027 terá a seguinte configuração: 2 transformadores de 30 MVA e 2 transformadores de 75 MVA.

### **2.1.5 SE Rondonópolis**

- 1) Ampliação da Subestação com um ATR5 150/180 MVA.
- 2) Com a implantação da obra recomendada, a configuração da subestação prevista para o ano de 2027 é de: 2x100 + 3x150MVA.

### **2.1.6 SE Sinop**

- 1) Instalação do 3º banco de transformadores monofásicos 500/230kV de 400/480MVA e do 4º autotransformador 230/138kV de 150/180 MVA.

- 2) Substituição do autotransformador T1 230/138kV de 100/120MVA por 1 autotransformador trifásico de 150/180MVA por fim de vida útil regulatória e reforço necessário na subestação.
- 3) De forma a minimizar os riscos de sobrecargas durante as intervenções na subestação, recomenda-se que o cronograma de implantação do 4º transformador seja compatibilizado entre a transmissora e o ONS, já considerando a necessidade de substituição do T1.
- 4) Com a implantação das obras recomendadas, a configuração da subestação prevista para o ano de 2027 é: pátio 230/138 kV 2x 100 MVA + 2x 150 MVA; pátio 500/230 kV 3x 400 MVA.

### **2.1.7 SE Sorriso**

- 1) Expansão do barramento de 230kV para a instalação do 5º transformador trifásico 230/69kV de 100/120MVA e expansão do barramento de 69kV para interligação.
- 2) Substituição do transformador 230/69kV, T1 de 30/31 MVA (IdeMdl 9020) por 1 transformador trifásico de 100/120 MVA em função do fim de vida útil regulatória e reforço necessário na SE.
- 3) De forma a minimizar os riscos de sobrecargas durante as intervenções na subestação, recomenda-se que o cronograma de implantação do 5º transformador seja compatibilizado entre a transmissora e o ONS, já considerando a necessidade de substituição do T1.
- 4) Com a implantação das obras recomendadas, a configuração da subestação prevista para o ano de 2027 é: 2x 30MVA + 1x 60MVA + 2x 100MVA.

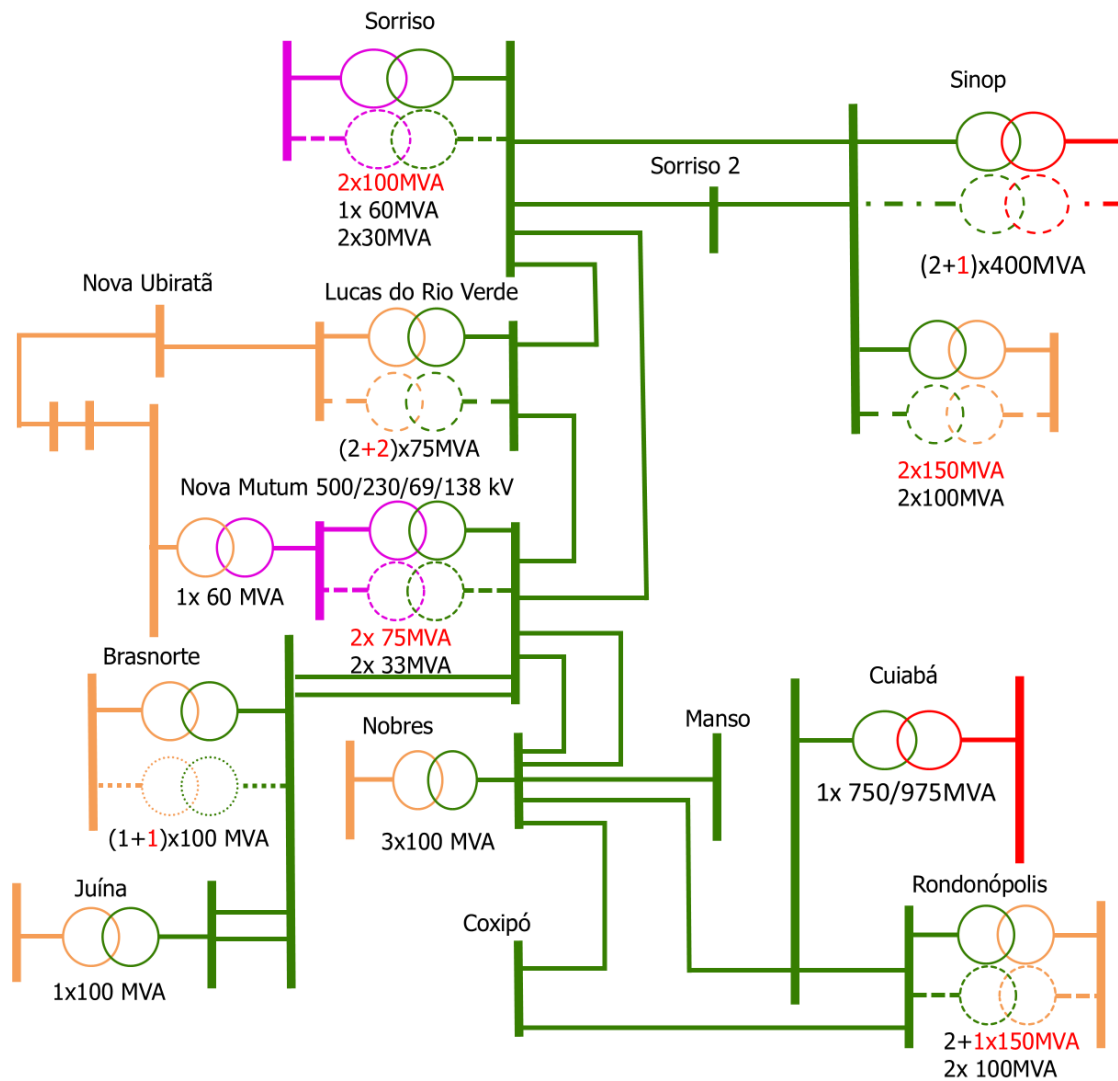


Figura 2-1 – Distribuição de obras de curto prazo no diagrama unifilar da região Central do MT.

### 3 PREMISSAS E CRITÉRIOS

A EPE, em conjunto com a Energisa, vem desenvolvendo estudos para as subestações de fronteira da região central do estado do Mato Grosso, buscando definir os reforços de menor custo e que atendam aos critérios de desempenho em regime normal e emergência.

As fronteiras e regiões analisadas são aquelas onde recentemente a demanda máxima teve crescimento muito significativo, conforme verificado no PAR/PEL 2025-2029, principalmente em função de cargas irrigantes que deslocam a demanda máxima dessas regiões para o período noturno, entre 23 e 03 horas do dia.



Figura 3-1 – Subestações de fronteira analisadas ao longo do estudo.

Essas cargas atingem sua demanda máxima em horários distintos, exigindo estudos com abordagens não convencionais para cada subestação de fronteira.

Por essa razão, é fundamental o estabelecimento criterioso das premissas que adotadas, com foco nas demandas máximas locais de cada fronteira de maneira individualizada (cujo instante pode ser bastante distinto do restante da concessão), associadas às gerações mínimas de térmicas e, principalmente, das PCHs em sua área de influência em períodos de hidraulicidade extremamente baixa.



O conjunto de obras que será indicado para o cenário deverá conter todas as obras necessárias para o adequado desempenho do sistema nos cenários com cargas máximas noturnas.

### 3.1 Topologia e Mercado

Os casos iniciais que serão utilizados como base para as análises são os casos-base do Plano Decenal 2034. Nesses casos foram implantados dados de carga representativos da demanda máxima não coincidente das fronteiras sob análise, fornecidas pela Energisa Mato Grosso, dados estes compatíveis com a demanda máxima não coincidente informada para os estudos do PAR-PEL ciclo 2025-2029.

Este cenário corresponde aos casos mais críticos, com as maiores sobrecargas regionais, caracterizando o impacto das demandas de irrigação em seus meses mais críticos: setembro e outubro.

O cenário mais crítico identificado no estudo corresponde à carga pesada durante o período Norte Seco.

### 3.2 Relação de Obras de responsabilidade da distribuidora no estudo

Foi ajustado nos casos de estudo o rol de obras da Tabela 3-1, informado pela ENERGISA-MT ao longo do estudo:

**Tabela 3-1 – Relação de Obras confirmadas pela distribuidora local (Energisa-MT) e adicionadas ao caso de estudo**

<b>Relação de Obras</b>	<b>Prazos de entrada e operação</b>
LD 138kV Nova Ubiratã – Lucas do Rio Verde	2027
Duplicação da LD 138kV Casca – Campo Verde	2026
Capacitores em Nova Ubiratã, Primavera, Boa Esperança, Paranatinga e Itaquerê	2027
Retirada do plano de obras a LD 138kV Campo Verde – São Tadeu	-
Retirada do plano de obras a LD#2 138kV Rondonópolis - Primavera	-

### 3.3 Plano de Geração

Considerando que não há previsão de crescimento relevante de novas usinas de médio e grande porte para a região de análise, seja no ambiente de contratação regulado (ACR), ou no ambiente de contratação livre (ACL), a configuração de referência para as usinas da região é, basicamente, a configuração existente.

A geração das PCHs conectadas às fronteiras foi definida com base em medições da Energisa-MT. Considerou-se a menor geração das usinas nos meses de setembro e outubro, período em que a carga de irrigação da região atinge seu pico. Para isso, foi adotado o menor valor registrado dividido pela capacidade instalada das usinas como referência.

Tabela 3-2 – Despacho das PCHs regionais do MT

Subestação de Fronteira	Número de PCHs	% adotado
Brasnorte	7	20,0%
Cláudia	2	0,0%
Lucas do Rio Verde	26	0,0%
Nobres	8	0,0%
Nova Mutum	1	19,0%
Paranatinga	3	5,0%
Rondonópolis	1	10%
Sinop	2	0,0%
Sorriso	3	22,0%

### 3.4 Limite de Tensão e Carregamento

Os limites de tensão considerados para avaliação do desempenho das alternativas estão em conformidade com [1]. Os limites dos equipamentos existentes da Rede Básica estão de acordo com o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) e dados de limites operacionais do MPO.

As novas linhas de transmissão seguem os parâmetros recomendados em [2], enquanto as unidades transformadoras operam com capacidade de curta duração equivalente a 120% da nominal, conforme [3] e [4].

### 3.5 Parâmetros Econômicos

Os custos foram calculados com base em 2024 como ano de referência, considerando uma taxa de desconto de 8% a.a., conforme [5]. Para as instalações projetadas adotou-se vida útil econômica de 30 anos, ao passo que, para os dados sobre vida útil regulatória dos ativos, foram considerados os padrões adotados no MCPSE [6].

## 4 AVALIAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES DE FRONTEIRA

A seguir será apresentada a relação de equipamentos por fronteira analisada e o detalhamento das sobrecargas diagnosticadas ao longo do período 2027-2030 analisado.

### 4.1 Fronteiras na Região Central do MT

#### 4.1.1 SE Brasnorte

Tabela 4-1 - Transformadores instalados na SE Brasnorte 230/138kV

Equip	Tensão (kV)	Capacidade Normal (MVA)	Capacidade Emergência (MVA)	Ano Operação	Final Vida Útil Regulatória	Número Operacional
BT 01	230/138	100	100	2009	2039	BNAT6-01-A

A subestação de Brasnorte apresenta sobrecarga no TR1 na perda do TR1 de Juína na demanda máxima não coincidente e para o carregamento normal em todo o período analisado.

#### 4.1.2 SE Lucas do Rio Verde

Tabela 4-2 - Transformadores instalados na SE Lucas do Rio Verde 230/138kV

Equip	Tensão (kV)	Capacidade Normal (MVA)	Capacidade Emergência (MVA)	Ano Operação	Final Vida Útil Regulatória	Número Operacional
BT 01	230/138	75	90	2013	2043	LCAT6-01
BT 02	230/138	75	90	2022	2052	LCAT6-02

A subestação de Lucas do Rio Verde apresenta sobrecargas no TR1 e TR2 em condição normal (N) ao longo de todo o período de carga máxima não coincidente analisado.

#### 4.1.3 SE Nobres

Tabela 4-3 - Transformadores instalados na SE Nobres 230/138kV

Equip	Tensão (kV)	Capacidade Normal (MVA)	Capacidade Emergência (MVA)	Ano Operação	Final Vida Útil Regulatória	Número Operacional
BT 01	230/138	75	90	2013	2043	LCAT6-01
BT 02	230/138	75	90	2022	2052	LCAT6-02

A entrada do terceiro transformador 230/138kV de 100 MVA, prevista para 2027 no POTEE, elimina as sobrecargas de curto prazo na SE Nobres.

#### 4.1.4 SE Nova Mutum

Tabela 4-4 - Transformadores instalados na SE Nova Mutum 230/69/138kV

Equip	Tensão (kV)	Capacidade Normal (MVA)	Capacidade Emergência (MVA)	Ano Operação	Final Vida Útil Regulatória	Número Operacional
T1	230/69	30	30	1997	2027	NMTF6-01
T2	230/69	30	30	2010	2040	NMTF6-02
T3	230/69	33	33	2011	2041	NMTF6-03
-	69/138	45	60	2007	2037	-

A subestação de Nova Mutum apresenta sobrecarga em N e N-1 ao longo de todo o horizonte de máxima não coincidente analisado.

#### 4.1.5 SE Rondonópolis

Tabela 4-5 - Transformadores instalados na SE Rondonópolis 230/138kV

Equip	Tensão (kV)	Capacidade Normal (MVA)	Capacidade Emergência (MVA)	Ano Operação	Final Vida Útil Regulatória	Número Operacional
T1	230/138	100	102	1997	2027	RPAT602
T2	230/138	100	102	2013	2043	RPAT603
T3	230/138	100	120	2015	2045	RPAT604
T4	230/138	100	120	2016	2046	RPAT601

A subestação de Rondonópolis apresenta sobrecargas no curto prazo em condição N e N-1, mesmo após a substituição dos autotransformadores 1, próximo ao fim de vida útil, e 2, por necessidade sistêmica, perfazendo a configuração final: 2x150 MVA + 2x100 MVA prevista a partir de 2026.

#### 4.1.6 SE Sinop

Tabela 4-6 - Transformadores instalados na SE Sinop 500/230/138kV

Equip	Tensão (kV)	Capacidade Normal (MVA)	Capacidade Emergência (MVA)	Ano Operação	Final Vida Útil Regulatória	Número Operacional
AT 01	230/138	100	102	1996	2026	SPAT6-01
AT 02	230/138	100	102	2006	2036	SPAT6-02
AT 03	230/138	100	102	2014	2044	SPAT6-03
BT 01	500/230	400	480	2015	2045	SPAT7-01
BT 02	500/230	400	480	2020	2050	SPAT7-02

A subestação de Sinop apresenta sobrecargas marginais (de até 5% a mais da capacidade emergencial) em N-1 a partir do ano inicial da análise realizada sob tensão 230/138kV e/ou 500/230kV.

A SE Cláudia 500/230/138kV, atenua o carregamento dos transformadores 230/138 kV, mas não elimina as sobrecargas, persistindo a necessidade de reforços em Sinop para o atendimento da carga máxima não coincidente, no período noturno.

#### 4.1.7 SE Sorriso

Tabela 4-7 - Transformadores instalados na SE Sorriso 230/69kV

Equip	Tensão (kV)	Capacidade Normal (MVA)	Capacidade Emergência (MVA)	Ano Operação	Final Vida Útil Regulatória	Número Operacional
T1	230/69	30	30	1996	2026	SSTF6-01
T2	230/69	30	30	2013	2043	SSTF6-02
T3	230/69	30	30	2018	2048	SSTF06-03

A subestação de Sorriso apresenta sobrecargas em todo o período, durante a demanda máxima não coincidente na região, inclusive com a unidade de 60 MVA em operação (TR4) que está em vias de entrada em operação prevista para 2025.

## 4.2 Comparação entre as Cargas Máximas Não Coincidentes - Dados EPE e ONS

As cargas máximas não coincidentes consideradas nas análises da EPE e do ONS (PARPEL) estão descritas na Tabela 4-8 e a carga total do estado do MT em ambas as análises na Tabela 4-9.

Tabela 4-8 – Carga máxima não coincidente nas fronteiras do MT – Cargas EPE e ONS

FRONTEIRA	2027		2028		2029		2030	
	2027							
	EPE	ONS	EPE	ONS	EPE	ONS	EPE	ONS
BRASNORTE	107,2	91,6	111,7	94,7	116,2	97,7	121,1	-
LUCAS DO RIO VERDE	137,0	137	143,1	143,1	149,2	149,2	155,2	-
NOBRES	116,1	103,8	119,1	106,6	122,3	109,4	125,6	-
NOVA MUTUM	143,5	143,5	158,7	178,7	172,5	185	186,6	-
RONDONÓPOLIS	509,7	404	526,8	415,3	543,1	427,2	561,7	-
SINOP	199,9	164,0	209,4	169,4	219,5	174,7	230,1	-
SORRISO	156,9	113,2	164,5	117,1	172,4	120,8	180,8	-

Tabela 4-9 – Carga Total no MT – Cargas EPE e ONS

CARGA TOTAL	2027		2028		2029	
	P[MW]	Q[Mvar]	P[MW]	Q[Mvar]	P[MW]	Q[Mvar]
ONS	3051,5	721,4	3133,9	742,2	3231,5	764,2
EPE	3107,3	737,8	3218,2	763,5	3331,0	789,5

## 5 DESCRIÇÃO DOS REFORÇOS INDICADOS

### 5.1 Curto Prazo

O quantitativo do fluxo de potência observado nos transformadores de cada uma das fronteiras analisadas será apresentado com o devido reforço de curto prazo de acordo com a Tabela 5-1.

Tabela 5-1 – Relação de reforços indicados até 2030

SE	Tipo	Obras	Ano	Capacidade Antes:	Capacidade Depois:
<b>BRASNORTE</b>	Ampliação	+ 2º TR de 100/120MVA	2026	1x100MVA	2X100MVA
<b>LCRV</b>	Ampliação	+ 3º TR de 100/120MVA	2026	2X75MVA	3X75MVA
<b>LCRV</b>	Ampliação	+ 4º TR de 100/120MVA	2029	3X75MVA	4X75MVA
<b>N MUTUM</b>	Ampliação	+ 4ºTR de 75/90MVA	2026	3x30MVA	3x30+1x75
<b>N MUTUM</b>	Substituição	+ substituição de TR 30/30 por 75/90MVA	2026	3x30+1x75MVA	2x30+2x75MVA
<b>RONDON</b>	Ampliação	+ 5ºTR de 150/180MVA	2026	2X100+2X150MVA	2X100+3X150MVA
<b>SINOP</b>	Ampliação	+ 4ºTR de 150/180MVA	2026	3x100MVA	3X100+1X150MVA
<b>SINOP</b>	Substituição	+ substituição de TR 100/100 por 150/180MVA	2026	3X100+1X150MVA	2X100+2X150MVA
<b>SINOP</b>	Ampliação	+ 3ºTR de 400/480MVA	2026	2X400MVA	3X400MVA
<b>SORRISO</b>	Ampliação	+5ºTR de 100/120MVA	2026	3x30+1x60MVA	3x30+1x60+1X100 MVA
<b>SORRISO</b>	Substituição	+ substituição de TR 30/30 por 100/120MVA	2026	3x30+1x60+1X100MVA	2x30+1x60+2X100 MVA

#### 5.1.1 SE Brasnorte

A SE de Brasnorte está localizada à oeste do estado e é uma localidade rica em geração hídrica. Interligada pelas SEs de Nova Mutum, Juína e Juba, localizada no ponto central, coparticipa com a SE Juína na importação e exportação de energia.

A transformação 230/138 kV de Brasnorte apresenta problema de sobrecarga na perda da transformação em Juína 230/138 kV, no período de atendimento à carga máxima coincidente da região. A Tabela 5-4 de fluxos a seguir representa a região em época de carga máxima não coincidente e geração baixa na madrugada:

Tabela 5-2 – Fluxos de potência na fronteira de Brasnorte 230/138kV

Brasnorte	2027 (MW)	2028 (MW)	2029 (MW)	2030 (MW)
ONS PAR-PEL	27,2	35	34,3	-
Cenário EPE	87,6	88,1	92,4	94,3

No curto prazo será necessária uma ampliação na SE de Brasnorte para reforçar a transformação 230/138kV no período de carga máxima noturna, sendo suficiente a instalação do segundo banco de transformadores 230/138 kV.

Tabela 5-3 – Reforço indicado para a SE Brasnorte 230/138 kV

Reforço de Curto Prazo	Prazo
2º ATR de 100/120MVA	imediate

No longo prazo, a instalação de uma segunda unidade de transformação 230/138 kV de 100 MVA é considerada compatível com as demandas futuras e as soluções de curto prazo.

De acordo com a visão superior e diagrama unifilar da SE, há espaço e viabilidade para a obra de curto prazo sem necessidade de expansão de barramentos.



Figura 5-1 – Visão superior da SE de Brasnorte

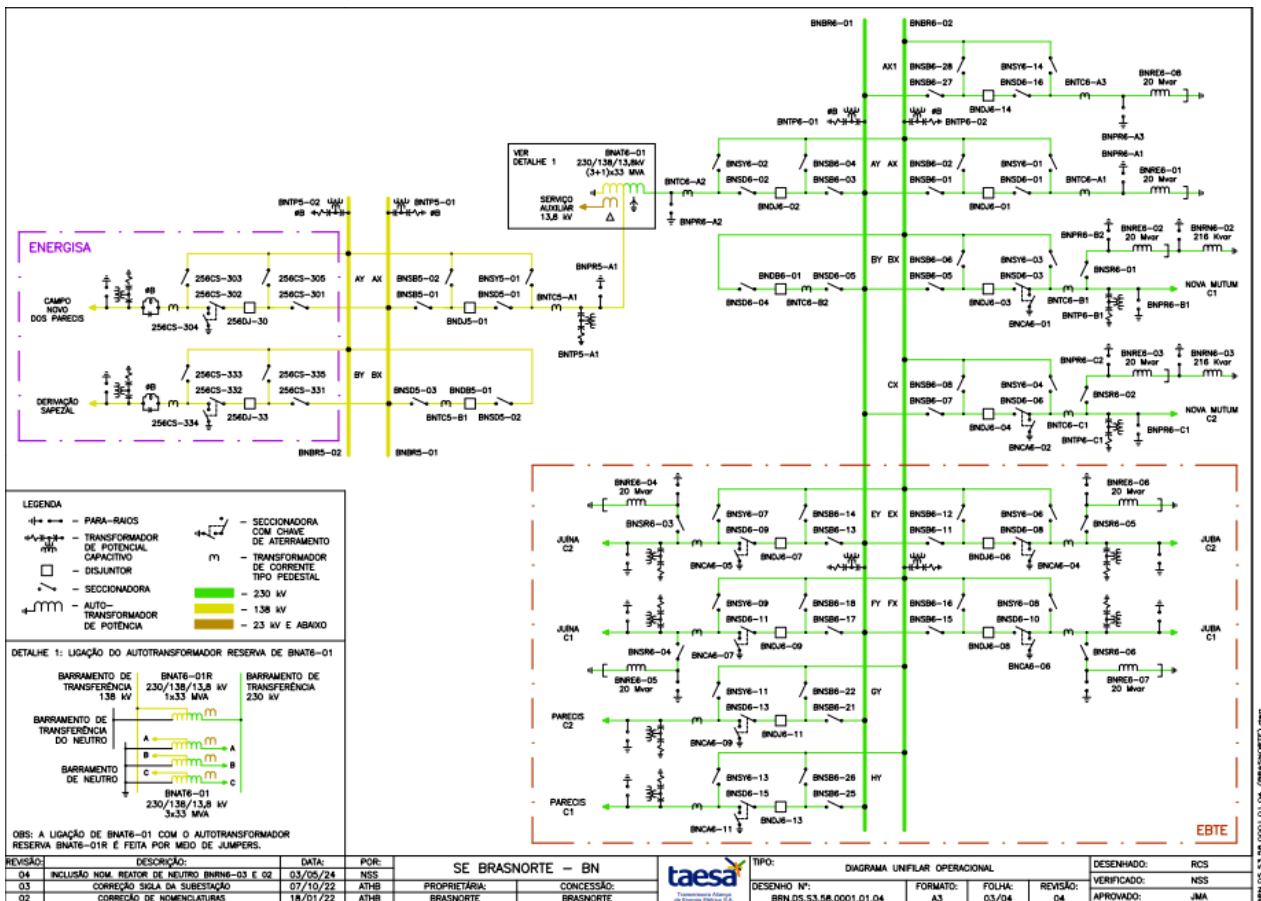


Figura 5-2 - Diagrama unifilar da SE Brasnorte 230/138kV

### 5.1.2 SE Lucas do Rio Verde

A transformação 230/138 kV de Lucas do Rio Verde apresenta problema de sobrecarga na perda de um dos dois bancos paralelos, no período de atendimento à carga máxima coincidente da região.

Recentemente a ENERGISA-MT manifestou a intenção de construir nova LD 138kV, conectando Lucas do Rio Verde à Nova Ubiratã; essa obra aumenta significativamente o carregamento na transformação de Lucas, sendo muito relevante monitorar se esta obra será efetivamente implantada, o que poderá alterar a indicação de reforço na transformação 230/138 kV de Lucas conforme a Tabela 5-4 de fluxos a seguir:

Tabela 5-4 – Fluxos de potência na fronteira de Lucas do Rio Verde 230/138kV

Lucas do Rio Verde	2027 (MW)	2028 (MW)	2029 (MW)	2030 (MW)
ONS PAR-PEL	106,5	109,5	115,5	-
Cenário EPE	160	173	186	200

As análises indicam que, no curto prazo, será necessária a instalação do terceiro e quartos transformadores 230/138kV de 75MVA na SE Lucas do Rio Verde para atender à carga máxima noturna. A configuração final da SE será com quatro unidades 230x138 kV de 75 MVA





Tabela 5-6 - Fluxos de potência na fronteira de Nobres 230/138 kV

<b>Nobres</b>	<b>2027 (MW)</b>	<b>2028 (MW)</b>	<b>2029 (MW)</b>	<b>2030 (MW)</b>
ONS PAR-PEL	165	176	181	-
Cenário EPE	160	180	187	199

Com 3 unidades de 100 MVA, 230/138 kV, não há problemas no atendimento às cargas de Nobres, cogitando-se de ampliar a capacidade de transformação da SE com unidades do mesmo porte, no horizonte de longo prazo.

#### 5.1.4 SE Nova Mutum

A Subestação de Nova Mutum está localizada no ponto médio do eixo em 230 kV, cujas fronteiras estão sob análise, divide-se prosseguindo na direção de Cuiabá (via Nobres) e em direção à Brasnorte; o atendimento às cargas da SE é realizado por transformadores 230/69 kV da transmissora e 69/138 kV instalado pela distribuidora.

Tabela 5-7 – Fluxos de potência na fronteira de Nova Mutum 230/69kV

<b>Nova Mutum</b>	<b>2027 (MW)</b>	<b>2028 (MW)</b>	<b>2029 (MW)</b>	<b>2030 (MW)</b>
ONS PAR-PEL	95,4	105,3	107,1	-
Cenário EPE	97	102	109	117

A análise de curto prazo atual indica sobrecargas em regime normal e emergência na perda de um transformador 230/69 kV tanto para o atendimento das cargas simultâneas quanto para a demanda máxima não coincidente.

No curto prazo, propõe-se substituir o T1 de 30 MVA, em fim de vida útil, por uma unidade de 75 MVA e expandir a SE com o T4 230/69kV de 75 MVA. A configuração final da SE será com duas unidades 230x69 kV de 30 MVA e duas unidades de 75 MVA, além do transformador 138/69 kV existente.

Tabela 5-8 - Reforço indicado para a SE Nova Mutum 230/69 kV

<b>Reforço de Curto Prazo</b>	<b>Prazo</b>
4ºTR de 75/90MVA	imediato
Substituição de TR 30/30 por 75/90MVA	

A análise do diagrama unifilar da SE e a consulta à transmissora Eletronorte (capítulo 7.2.2) confirmam a viabilidade das obras de reforço propostas.

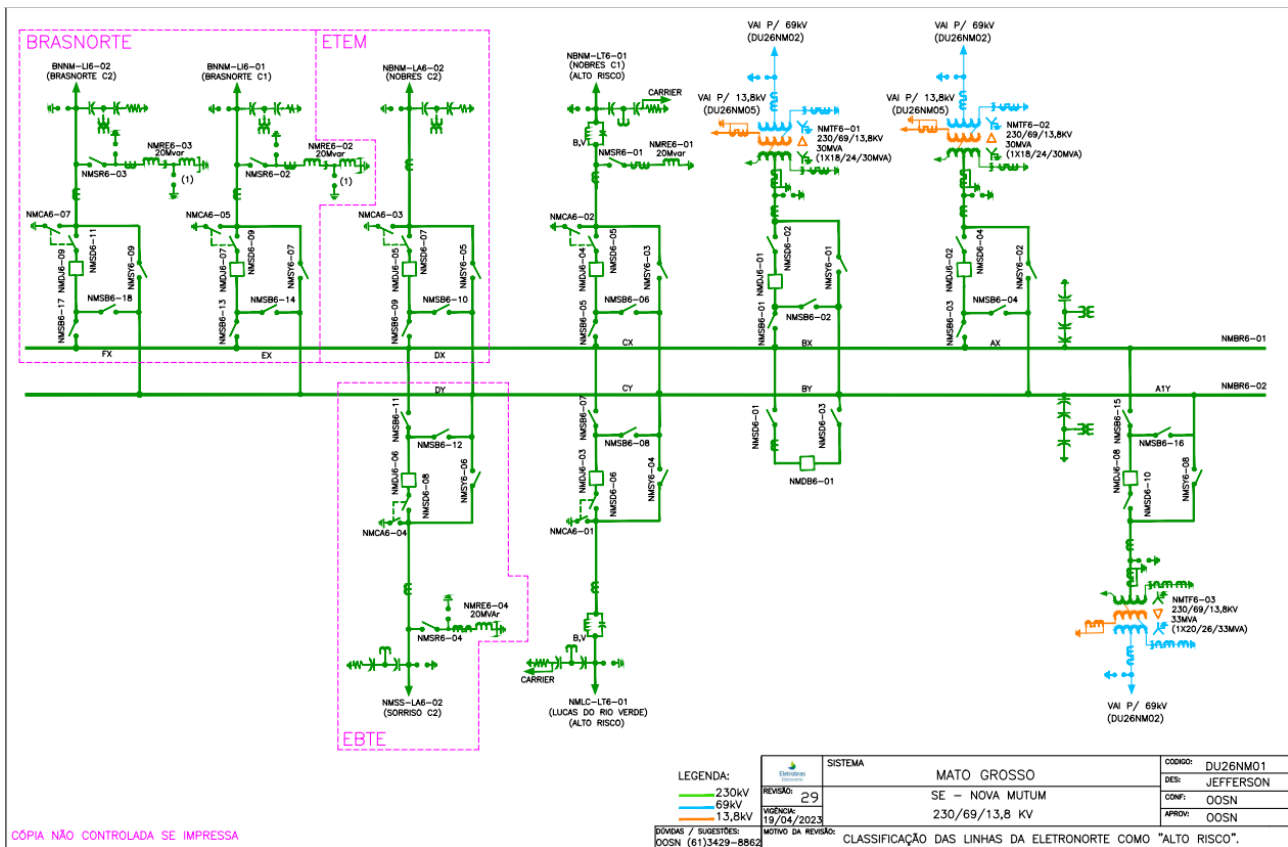


Figura 5-4 - Diagrama unifilar da SE Lucas do Nova Mutum 230/69kV

### 5.1.5 SE Rondonópolis

A Subestação de Rondonópolis está localizada no sul do estado e participa do eixo em 230 kV que se inicia em Goiás e se encerra em Rondônia. Além da agroindústria a região passou a ter o seu crescimento acima do esperado em função de regiões adjacentes como a de Primavera Rural e Primavera Leste, ao norte.

A SE tem a previsão de uma modularização de 2 autotransformadores em final de vida útil de 100MVA cada e que passarão a ter 150MVA a partir de 2025. Apesar do aumento da capacidade da SE, os fluxos de potência em situações de mínima geração e máxima demanda não coincidente apresentam sobrecargas na transformação 230/138kV.

Tabela 5-9 – Fluxos de potência na fronteira de Rondonópolis 230/138kV

Nova Mutum	2027 (MW)	2028 (MW)	2029 (MW)	2030 (MW)
ONS PAR-PEL	395,6	410,1	419,9	
Cenário EPE	444	460	473	486

A análise de curto prazo atual indica sobrecargas em regime normal e emergência na perda de um transformador 230/138 kV tanto para o atendimento das cargas simultâneas quanto para a demanda máxima não coincidente.

A proposta para solucionar os problemas em Rondonópolis no curto prazo é a substituição do T3 e TR4 de 100 MVA, por novas unidades com 150 MVA e a expansão da SE adicionando-se o T5 230/138kV de 150MVA. A configuração final da SE será com três unidades 230x138 kV de 150 MVA

e duas de 100MVA. No longo prazo a ideia será desenvolver novas fronteiras na região de Primavera. Isto irá afetar diretamente a transformação de Rondonópolis e o carregamento das linhas 230kV com a SE Barra do Peixe. Portanto a solução de curto prazo conversa com a solução de longo prazo.

Tabela 5-10 - Reforço indicado para a SE Rondonópolis 230/138 kV

Reforço de Curto Prazo	Prazo
5ºTR de 150/180MVA	imediatO

Com base na análise do diagrama unifilar da SE e em consulta recente à transmissora Eletrobrás-Eletronorte e distribuidora ENERGISA, responsável pelo barramento 138kV, ambas apresentadas no capítulo 7.2.3, confirmam que há espaço e viabilidade para implantar a obra de ampliação recomendada.

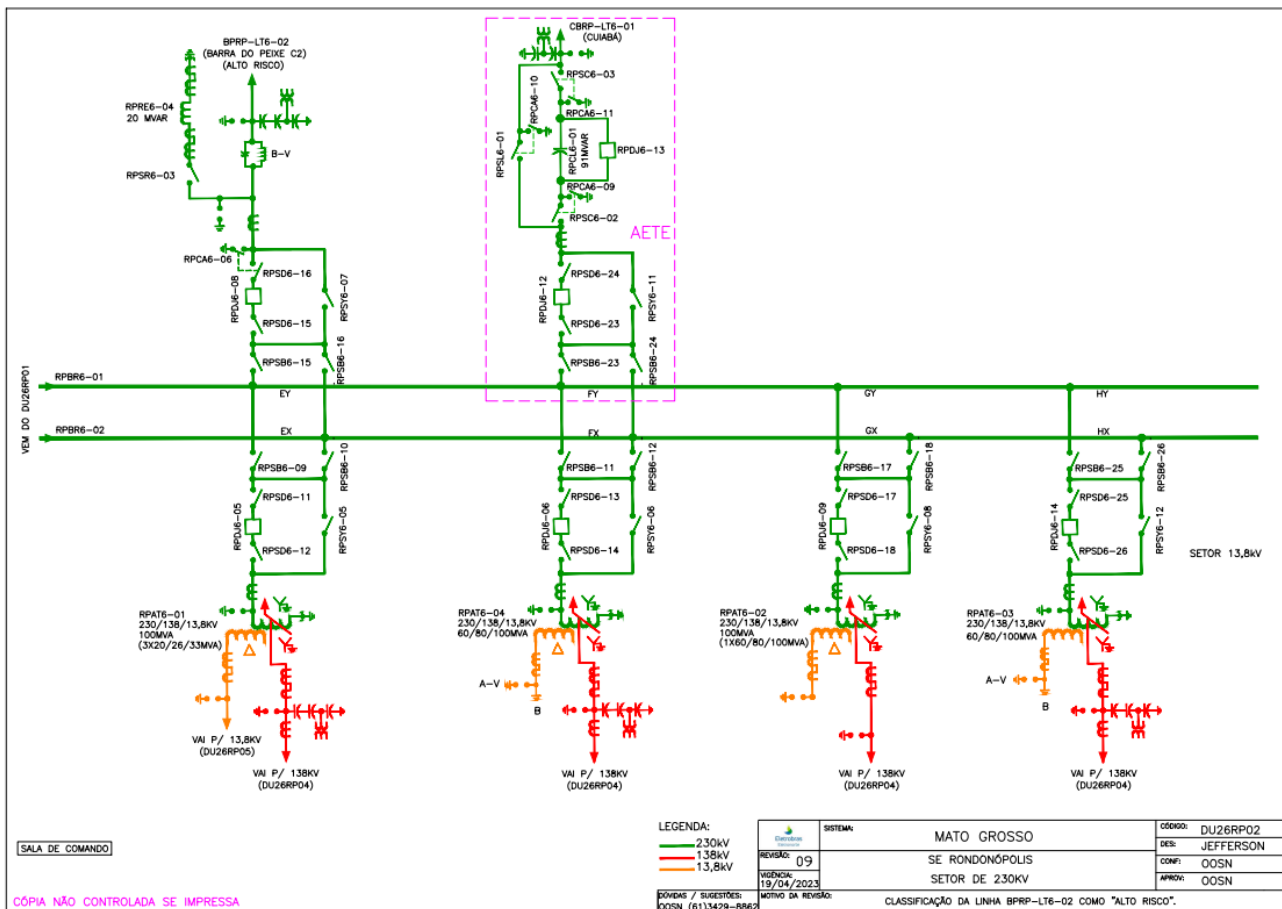


Figura 5-5 - Diagrama unifilar da SE Rondonópolis 230/138kV

### 5.1.6 SE Sinop

A Subestação de Sinop, situada ao norte de Mato Grosso, é bastante estratégica, integrando o eixo de 500kV da UHE Teles Pires ao sistema de 230/138 kV do MT.

A integração ao sistema de 230 kV do MT, a partir de Sinop, é feita por dois circuitos de 230kV seguindo em direção ao sul, formando um importante corredor até a SE Nova Mutum.

A tabela abaixo mostra a comparação entre os fluxos de potência na fronteira considerando os ajustes de geração que cada entidade desenvolveu em suas análises da carga máxima na fronteira de Sinop.

**Tabela 5-11 – Fluxos de potência na fronteira de Sinop 230/138kV**

<b>SINOP</b>	<b>2027 (MW)</b>	<b>2028 (MW)</b>	<b>2029 (MW)</b>	<b>2030 (MW)</b>
ONS PAR-PEL	342*	207	216	-
Cenário EPE	205	216,3	204,1	213,4

\* O caso utilizado pelo PAR-PEL não considera a obra prevista da SE Cláudia em 2027.

A redução do fluxo de potência a partir de 2029 no cenário da EPE se justifica pelo aumento significativo do fluxo na SE de Cláudia que passa a puxar mais carga e aliviar a SE adjacente.

A previsão de demanda em Sinop 230/138 kV conduz à necessidade de sua ampliação, propondo-se a substituição do autotransformador AT 01 por um módulo de maior capacidade, com 150MVA, além da instalação de uma nova unidade, também de 150 MVA, ficando a SE com a capacidade total de duas unidades 230x138kV de 100MVA e outras 2 de150MVA.

**Tabela 5-12 - Fluxos de potência na fronteira de Sinop 500/230kV**

<b>SINOP</b>	<b>2027 (MW)</b>	<b>2028 (MW)</b>	<b>2029 (MW)</b>	<b>2030 (MW)</b>
ONS PAR-PEL	599,5*	501,2	530,3	
Cenário EPE	590	622	643	676

\* O caso utilizado pelo PAR-PEL não considera a obra prevista da SE Cláudia em 2027.

Quanto ao problema na perda de um banco 500/230 kV de Sinop, sugere-se a implantação do terceiro banco 500/230kV, com 400MVA, estabelecendo-se a configuração final deste setor da SE com 3 transformadores 500/230kV de 400MVA. Com base na análise do diagrama unifilar da SE e em consulta recente à transmissora Eletrobrás-Eletronorte, vide capítulo 7.2.4, há espaço e viabilidade para implantar as obras recomendadas.

**Tabela 5-13 - Reforço indicado para a SE Sinop 500/230/138 kV**

<b>Reforço de Curto Prazo</b>	<b>Setor</b>	<b>Prazo</b>
4ºTR de 150/180MVA	230/138 kV	
Substituição de TR 100/100 por 150/180MVA	230/138 kV	imediate
3ºTR de 400/480MVA	500/230 kV	

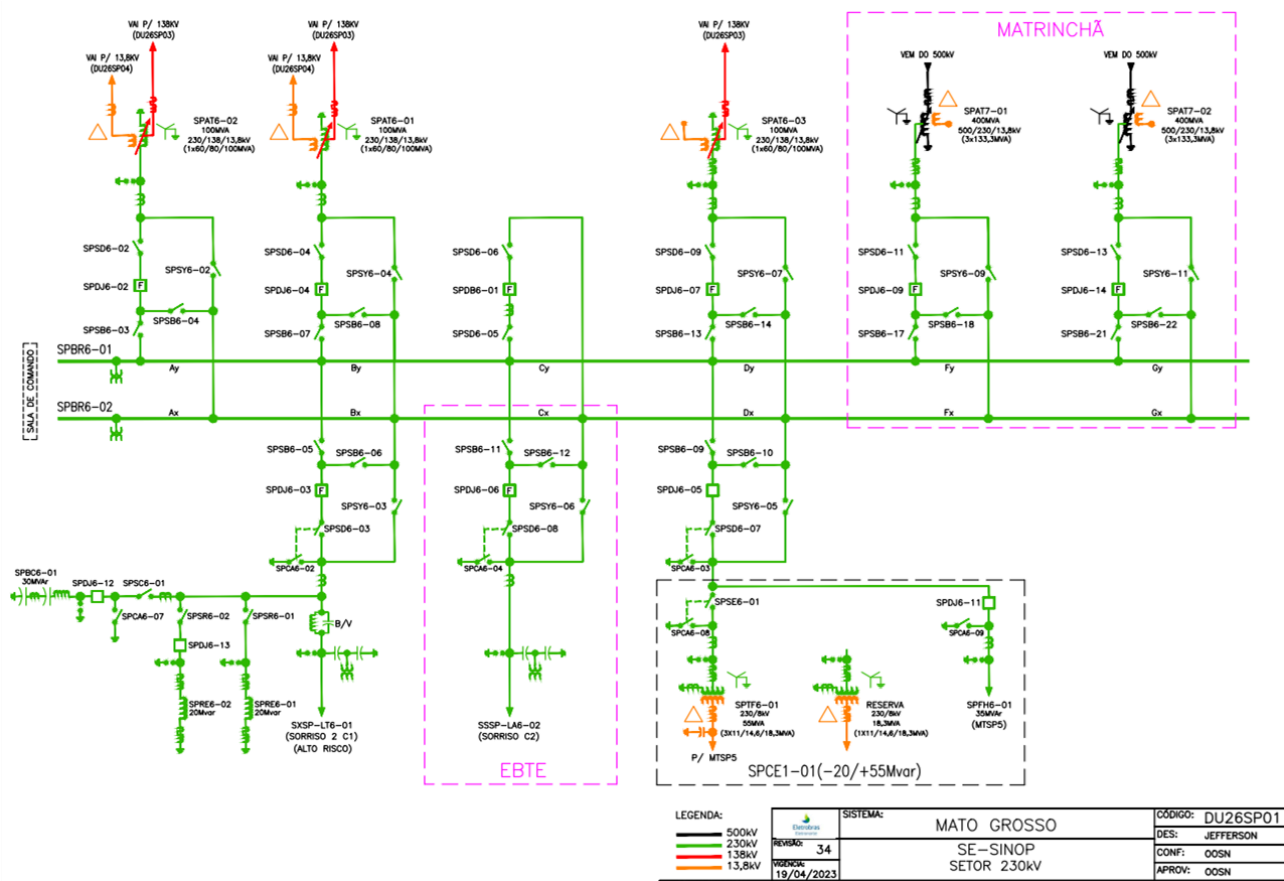


Figura 5-6 – Diagrama unifilar da SE Sinop 500/230/138kV

### 5.1.7 SE Sorriso

A subestação de Sorriso está localizada no início do eixo de 230kV proveniente de Sinop, onde foi recentemente autorizada pelo MME a inclusão, em caráter emergencial, do 4º transformador 230/69kV de 60MVA no ano de 2025.

O crescimento da carga em Sorriso, informado pela Energisa-MT, é evidenciado pela comparação dos fluxos de potência analisados, considerando os ajustes de geração relacionados à carga máxima da irrigação:

Tabela 5-14 – Fluxos de potência na fronteira de Sorriso 230/69kV

SORRISO	2027 (MW)	2028 (MW)	2029 (MW)	2030 (MW)
ONS PAR-PEL	110,7	114,3	118,8	-
Cenário EPE	158	166	174	182

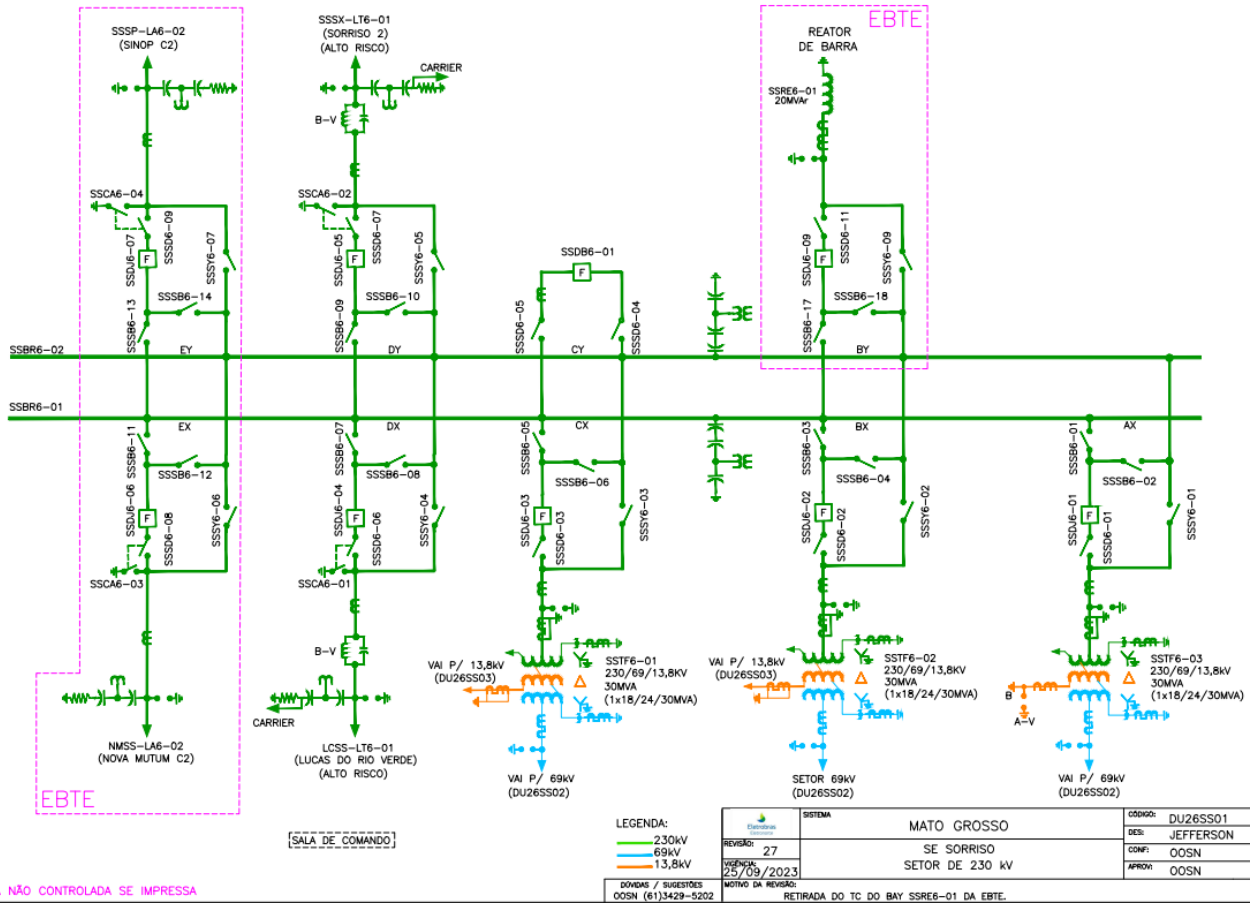
Nas obras programadas no curto prazo, está prevista para 2026 a implantação de nova unidade de 230/69 kV com 60 MVA, o que não elimina as sobrecargas nos transformadores remanescentes na SE, em contingências de bancos paralelos.

A recomendação para atender aos critérios de desempenho no curto prazo é a substituição do T1, por final de vida útil, por nova unidade de 100MVA e a expansão da SE adicionando-se o T5 230/69kV também de 100MVA. Sendo então a configuração final de transformadores na SE de 2x30+1x60+2X100MVA.

Tabela 5-15 - Reforço indicado para a SE Sorriso 230/69 kV

Reforço de Curto Prazo	Prazo
5ºTR de 100/120MVA	imediato
Substituição de TR 30/30 por 100/120MVA	

De acordo com o diagrama unifilar da SE mostrado abaixo, e com base em consulta recente à transmissora Eletronorte, vide capítulo 7.2.5, há espaço e viabilidade para essa recomendação.



CÓPIA NÃO CONTROLADA SE IMPRESSA

Figura 5-7 – Diagrama unifilar da SE Sorriso 230/69kV

## 5.2 Longo Prazo

Com base nas obras indicadas neste estudo, e considerando o carregamento previsto, a seguir serão apresentadas as análises que demonstram o comportamento esperado, juntamente com algumas prospecções futuras de obras de longo prazo. O foco permanece nas fronteiras estudadas, assegurando compatibilidade com as soluções de curto prazo aqui indicadas.

### 5.2.1 SE Brasnorte

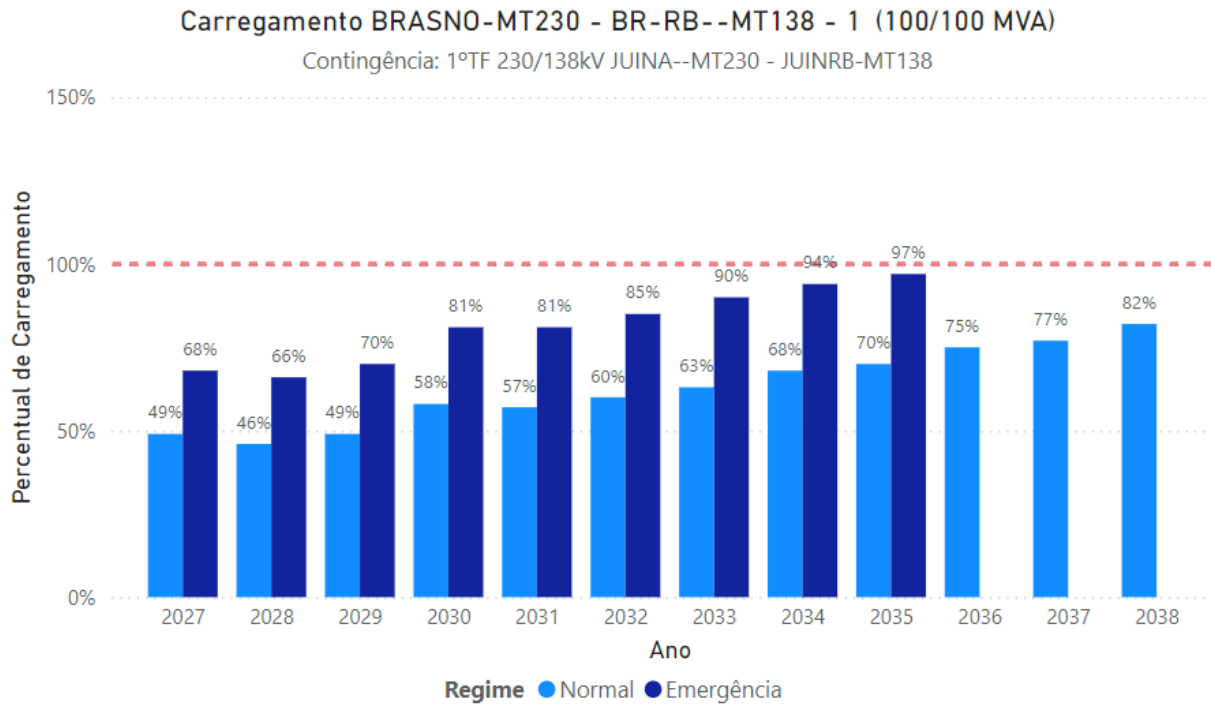


Figura 5-8 – Carregamento da SE Brasnorte em N e N-1 com contingência do TR1 da SE Juína

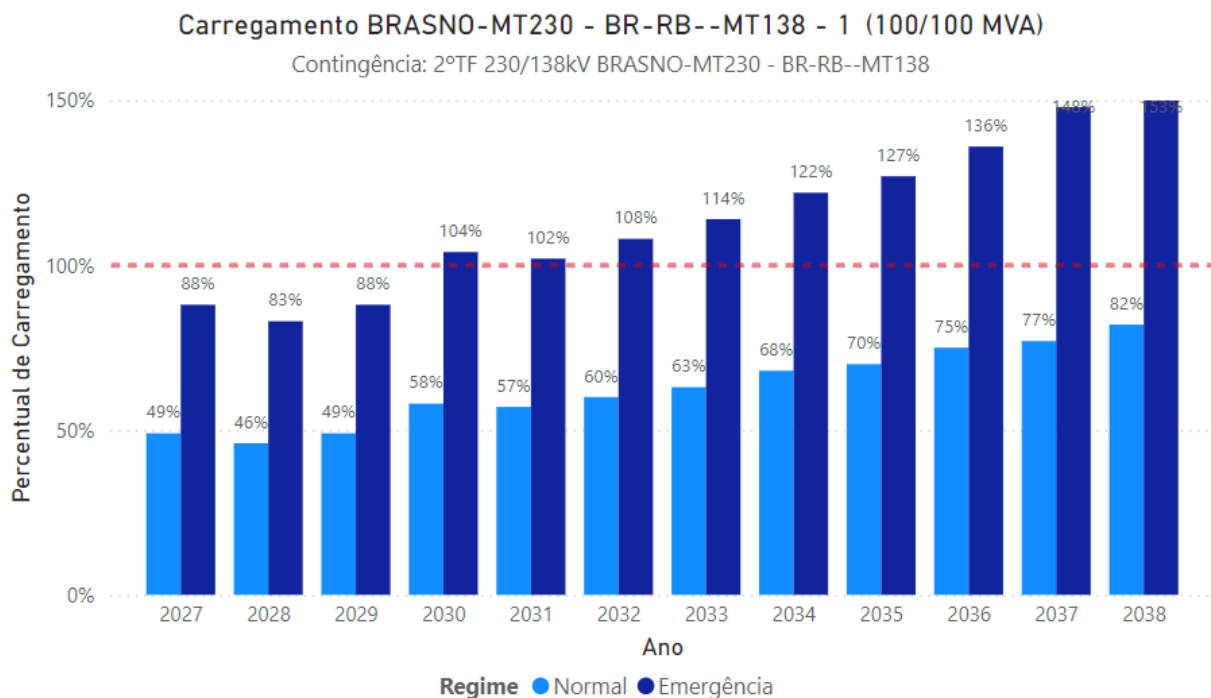


Figura 5-9 - Carregamento da SE Brasnorte em N e N-1



O novo diagnóstico apresenta solução para a transformação 230:138kV de Brasnorte em regime normal até o final do período avaliado, 2038, e em condição de emergência até 2030, quando o limite de carregamento em emergência do TR1 chega além do seu limite.

São previstos para o longo prazo as seguintes transformações:

- a) 2 x 100 MVA em Brasnorte e 2 x 100MVA em Juína em cenários de expansão mediana.
- b) 3x100 MVA em Brasnorte e 2 x100 MVA em Juína em cenários de expansão otimista

O crescimento regional pode solicitar a ampliação completa da SE que possui capacidade máxima para até dois transformadores além da possibilidade de expansão de barramento para acomodar um terceiro e a ampliação da SE Juína que também necessitaria de expansão do barramento para a nova acomodação. A parte II deste estudo endereçará estas soluções.

### 5.2.2 SE Lucas do Rio Verde

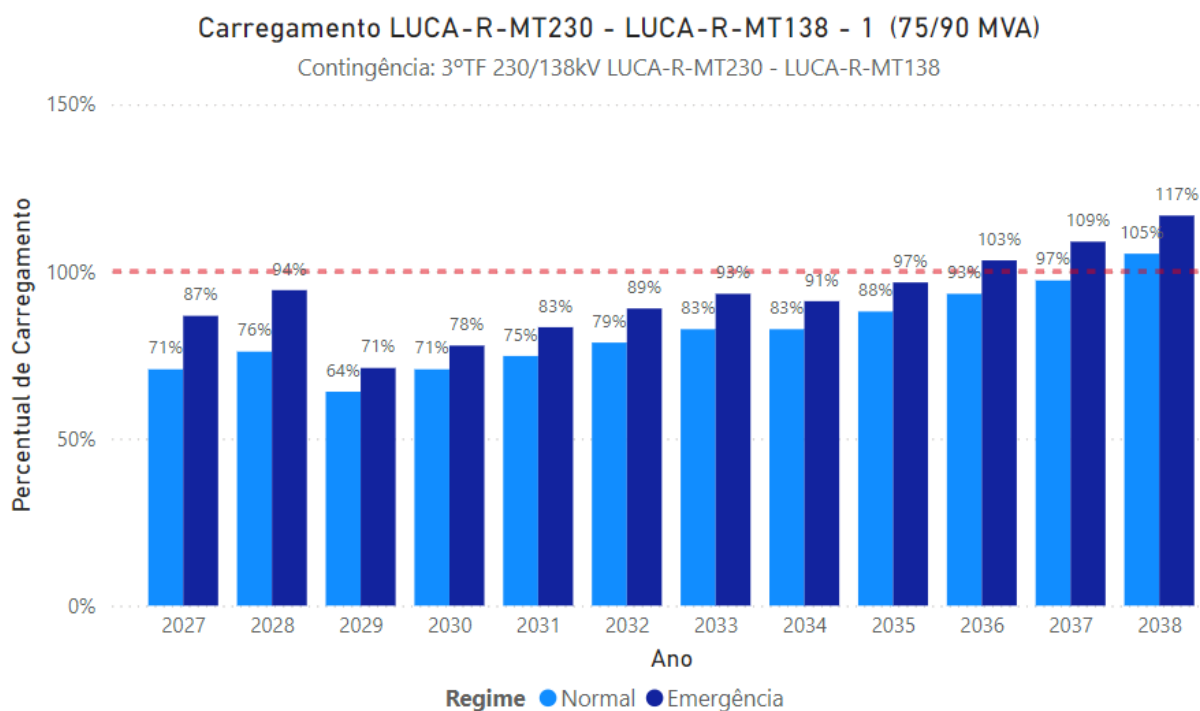


Figura 5-10 - Carregamento da SE Lucas do Rio Verde em N e N-1

O novo diagnóstico apresenta solução para a transformação 230:138kV de Lucas do Rio Verde em regime normal e em condição de emergência até 2036, quando o limite de carregamento em emergência do TR1 chega além do seu limite.

É previsto para o longo prazo uma nova fronteira para atendimento da região de Nova Ubiratã e o seu crescimento regional leste próximo a SE de Paranatinga 500kV. Esta nova alimentação para a região de Nova Ubiratã, aliviará o carregamento tanto em Lucas do Rio Verde quanto em Nova Mutum.

### 5.2.3 SE Nobres

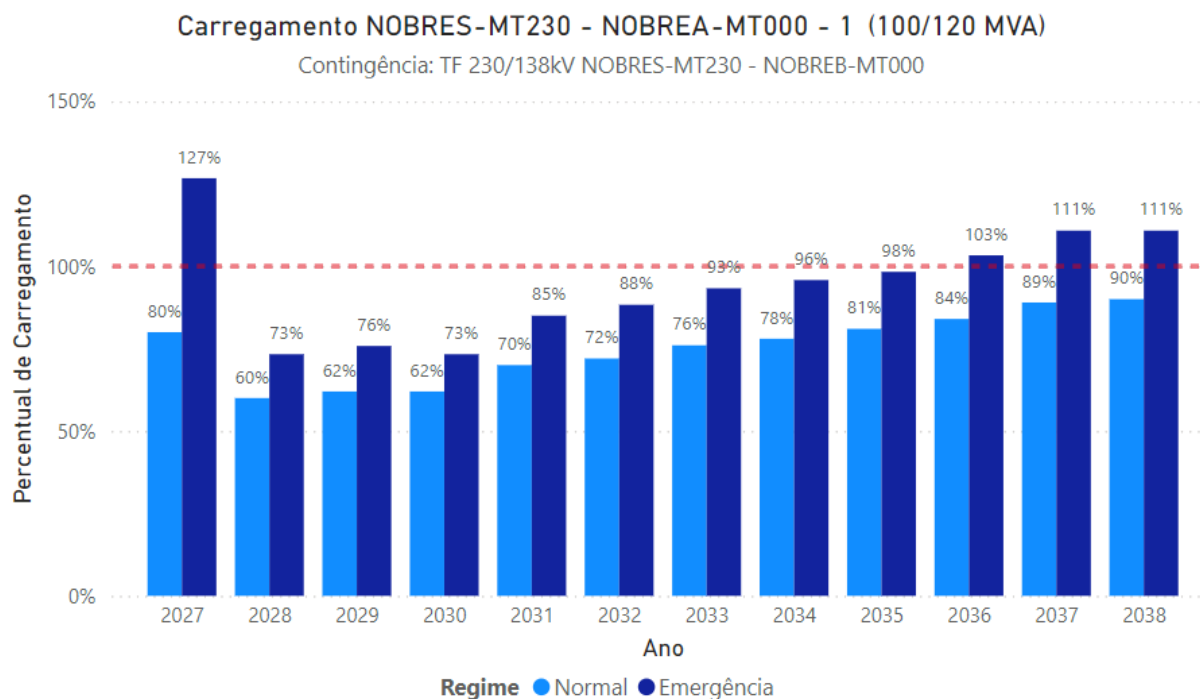


Figura 5-11 - Carregamento da SE Nobres em N e N-1

O novo diagnóstico apresenta solução para a transformação 230:138kV de Nobres em regime normal até o final do período avaliado, 2038, e em condição de emergência até 2035, quando o limite de carregamento em emergência do TR1 chega próximo do seu limite.

São previstos para o longo prazo as seguintes transformações:

- a) 4 x 100 MVA para crescimento a taxas medianas.

Apesar da entrada do 3º transformador no curto prazo é possível que a carga solicite uma 4ª unidade de transformação para a SE com taxas mantendo o crescimento mediano considerado.

## 5.2.4 SE Nova Mutum

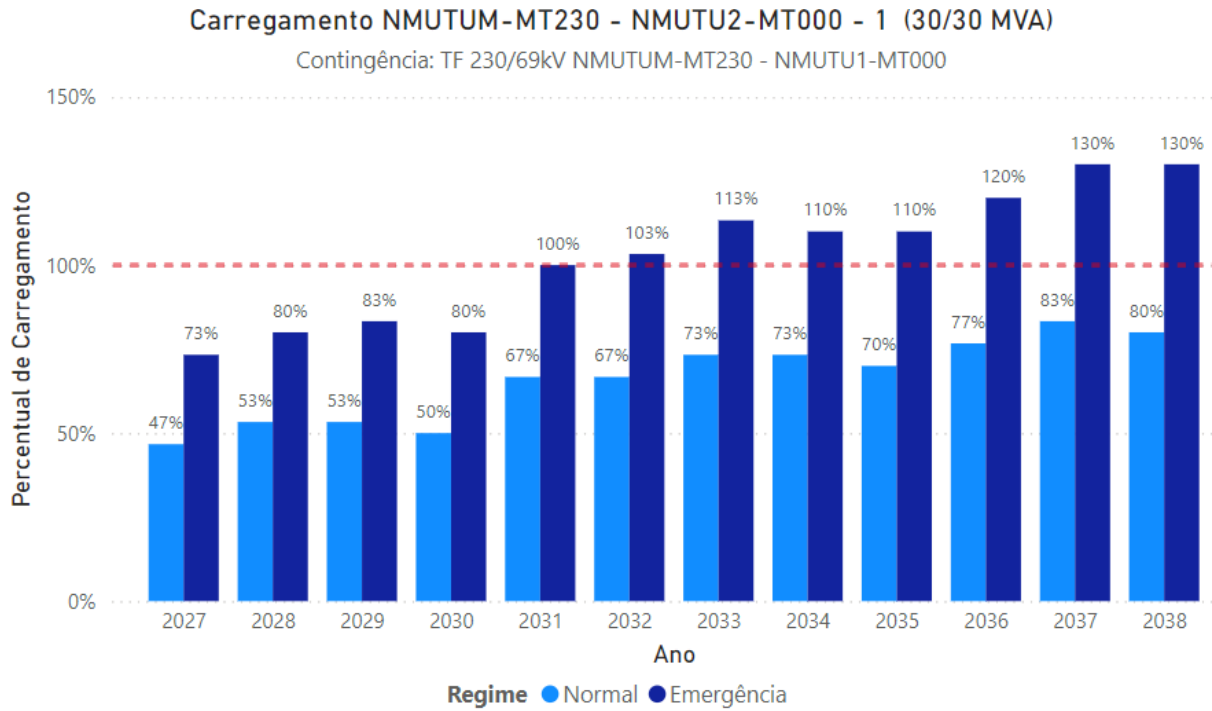


Figura 5-12 - Carregamento da SE Nova Mutum 230:69kV em N e N-1

O novo diagnóstico apresenta solução para a transformação 230:69kV de Nova Mutum em regime normal até o final do período avaliado, 2038, e em condição de emergência até 2031, quando o limite de carregamento em emergência do TR1 ultrapassa o seu limite.

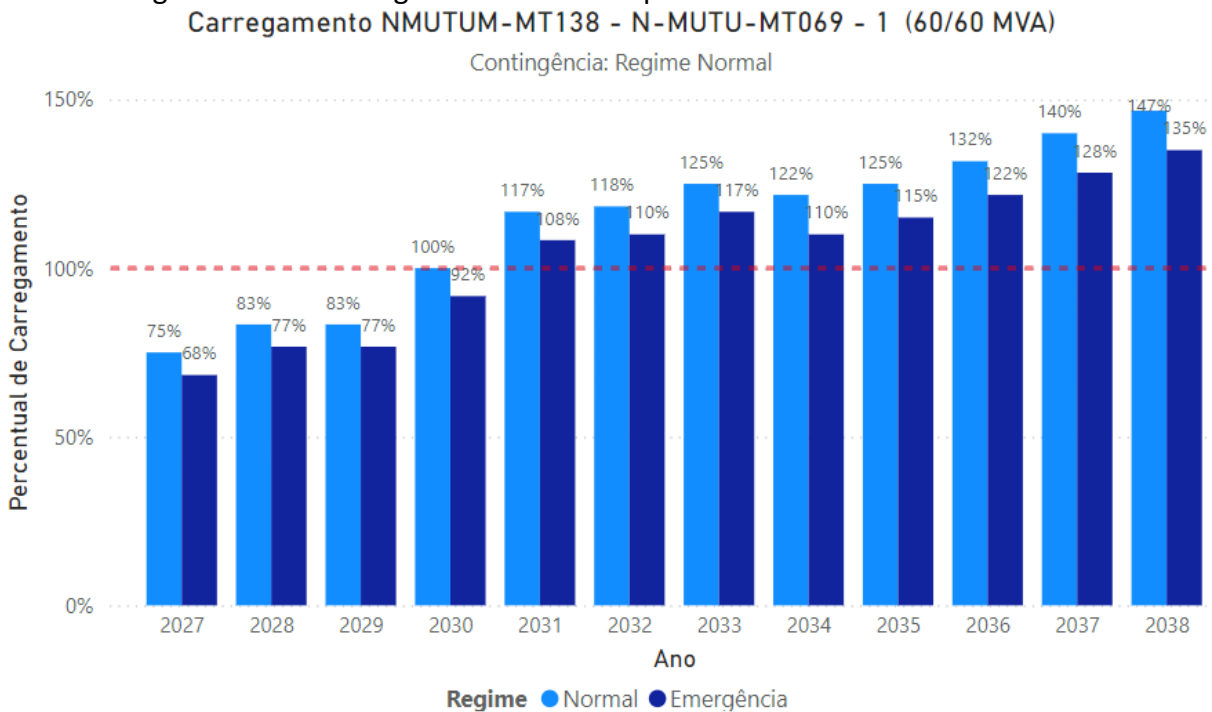


Figura 5-13 - Carregamento da SE Nova Mutum 69:138kV em N e N-1

Para a transformação 69:138kV de Nova Mutum em regime normal e emergência, a partir de 2030 e 2031, respectivamente, tem o carregamento além do seu limite.

São previstos para o longo prazo as seguintes transformações:

- a) Pátio 230:69kV: 1 x 30 + 3 x 75 MVA com uma nova substituição de unidade 30MVA por outra nova de 75MVA.

Pátio 69:138kV: 2x 60 MVA.

### 5.2.5 SE Rondonópolis

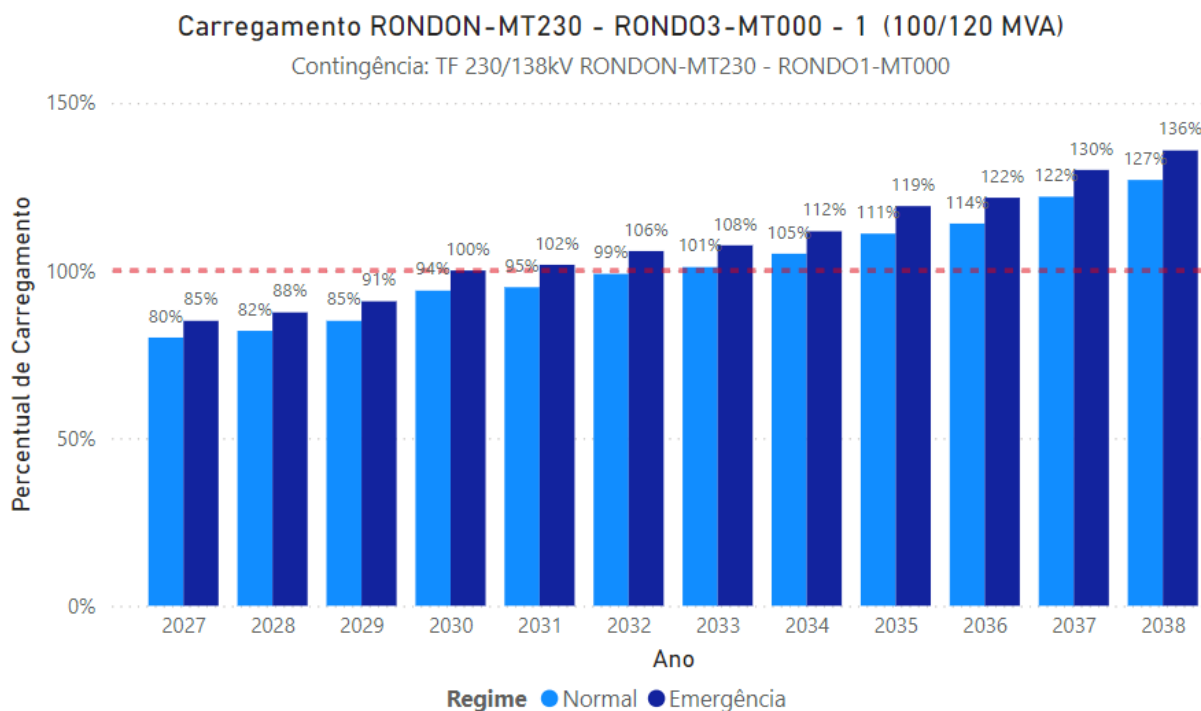


Figura 5-14 - Carregamento da SE Rondonópolis em N e N-1

O novo diagnóstico apresenta solução para a transformação 230:138kV de Rondonópolis em regime normal e em condição de emergência até 2031, quando o limite de carregamento em emergência do TR3 chega próximo do seu limite.

São previstos para o longo prazo as seguintes transformações:

- a) 3 x 150 + 2x100 MVA para crescimento a taxas reduzidas e com a nova fronteira próxima da Se Primavera, o que reduziria o carregamento adjacente de Rondonópolis.
- b) 4 x 150 + 1x100 MVA para crescimento a taxas medianas e com a nova fronteira próxima da Se Primavera, o que reduziria o carregamento adjacente de Rondonópolis.
- c) 5 x 150 MVA em cenários de expansão otimistas e com a nova fronteira próxima da Se Primavera, o que reduziria o carregamento adjacente de Rondonópolis.

Embora a região esteja propensa para uma forte expansão de carga, a fronteira nova em Primavera no longo prazo trará uma folga significativa de carga na SE. Por isso há possibilidade da solução de curto prazo se manter no longo prazo.

## 5.2.6 SE Sinop

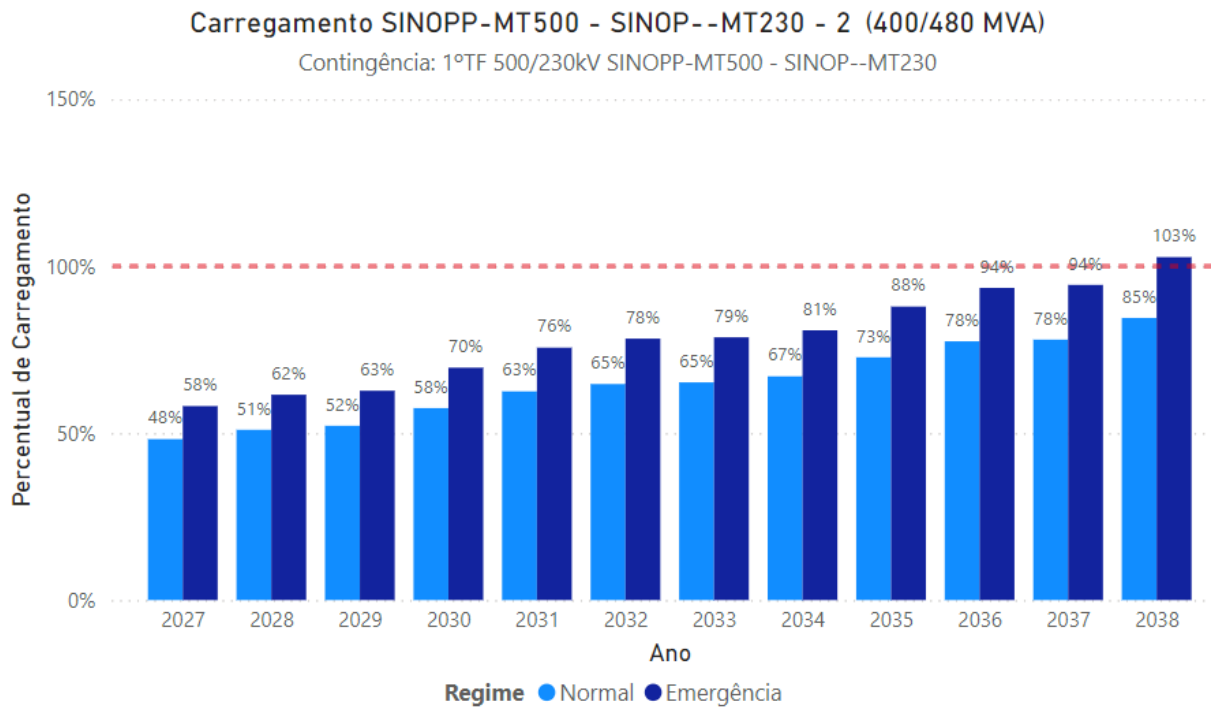


Figura 5-15 - Carregamento da transformação 500/230kV de Sinop em regime N e N-1

O novo diagnóstico apresenta solução para a transformação 500:230kV de Sinop em regime normal até o final do período avaliado, 2038, e em condição de emergência até 2038, quando o limite de carregamento em emergência do TR1 chega além do seu limite.

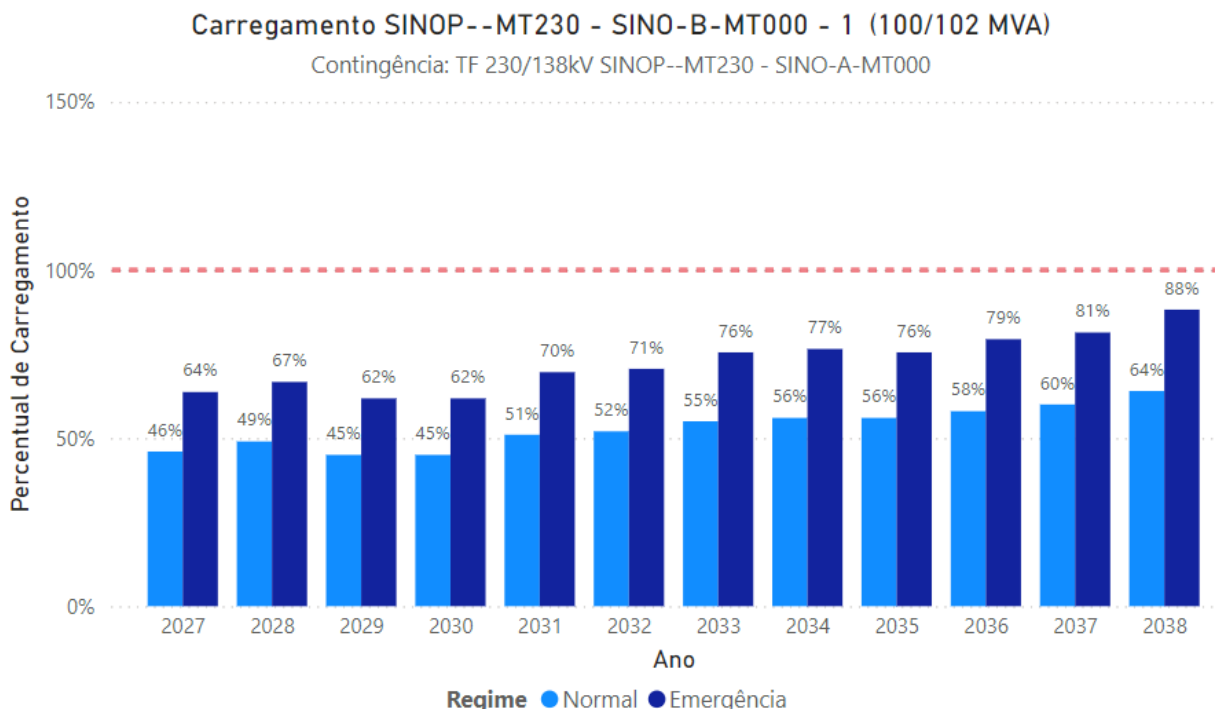


Figura 5-16 – Carregamento da transformação 230/138kV de Sinop em regime N e N-1

Para a transformação 230:138kV de Sinop em regime normal e emergência o carregamento até o final do período avaliado encontra-se dentro dos limites.

Mantida a configuração final indicada para o horizonte de curto prazo, qual seja:

a) Pátio 500/230 kV 3x 400 MVA.

Pátio 230/138 kV 2x 100 MVA + 2x 150 MVA

### 5.2.7 SE Sorriso

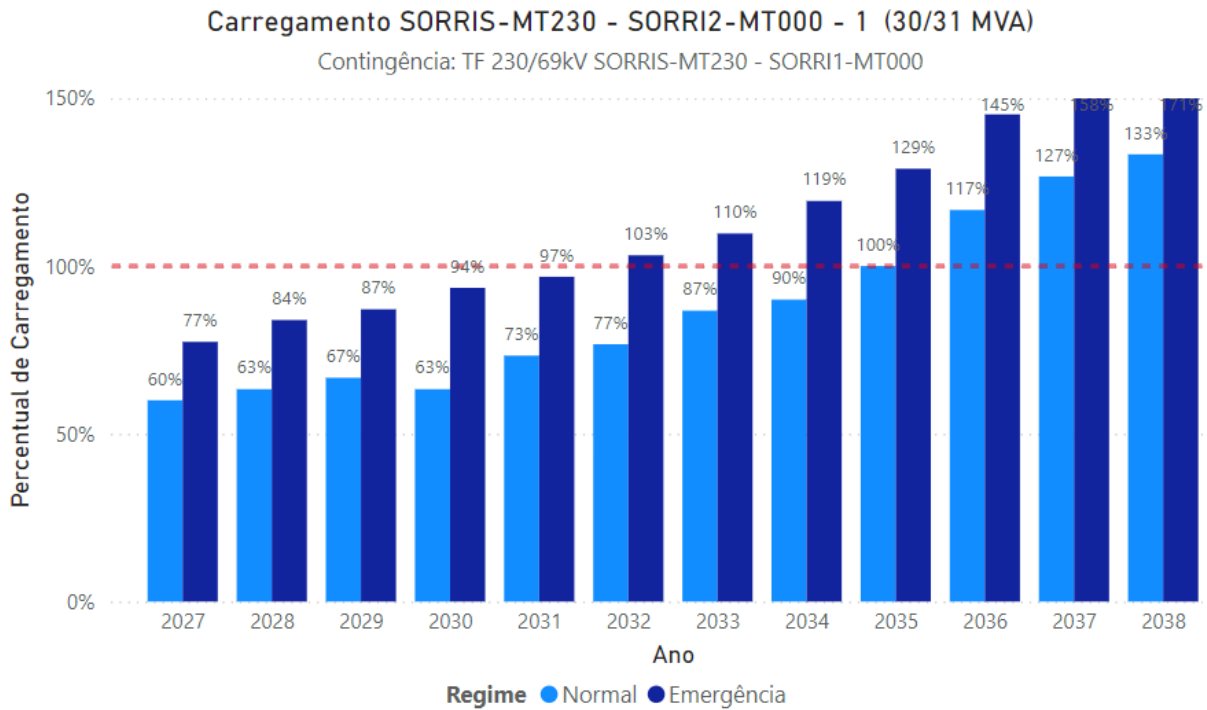


Figura 5-17 - Carregamento da transformação 230/69kV de Sorriso em regime N e N-1

O diagnóstico indica que a transformação 230:69kV de Sorriso atenderá aos regimes normal e de emergência até 2032, quando o TR2 alcançará seu limite de carregamento.

São previstos para o longo prazo as seguintes transformações:

- 2 x 30 + 1 x 60 + 3 x 100 MVA em cenários intermediários de crescimento.
- 2 x 30 + 1 x 60 + 4 x 100 em cenário de expansão otimista.
- 2 x 30 + 1 x 60 + 2 x 100 MVA com a implantação da SE Sorriso 2, com 2 x 150 MVA (\*).

(\*) (transferência das cargas de Sorriso CT e Alphaville)

Nas alternativas a, b e c acima, também haverá a possibilidade de remanejamento de transformadores de 30MVA da SE Sorriso para outra SE, que poderá ser Nova Mutum.

## 6 REFERÊNCIAS

---

- [1] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrica, “Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos,” 2022.
- [2] EPE, “EPE-DEE-NT-012/2018-rev1 – Definição de Parâmetros Iniciais Para o Planejamento de Linhas de Transmissão Aéreas,” 2022.
- [3] ONS, “Submódulo 2.6 - Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos,” 2022.
- [4] ABNT, “Transformadores de potência - Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante,” 2017.
- [5] ANEEL, “Base de Preços de Referência ANEEL 03/2024”.
- [6] ANEEL, “Manual De Controle Patrimonial Do Setor Elétrico MCPSE,” 2015.
- [7] EPE, “EPE-DEE-DEA-NT-004/2020 - Diretrizes para a Elaboração dos Relatórios Técnicos para a Licitação de Novas Instalações da Rede Básica – Estrutura e Conteúdo dos Relatórios R1, R2, R3, R4 e R5,” 2020.

## 7 ANEXOS

---

### 7.1 Fichas PET/PELP

#### INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

##### Sistema Interligado da Região NORTE

<b>Empreendimento:</b>	<b>UF: MT</b>
<b>SE 230/138 kV BRASNORTE (Ampliação/Adequação)</b>	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 24 meses</b>

##### Justificativa:

Ampliação da SE com o 2º banco de transformadores monofásicos 230/138kV de 3x33 MVA

---

##### Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)

2º TF 230/138 kV, 3 x 33 MVA 1Φ	19.002,00
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.169,76
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.517,49
MIM - 138 kV	750,64
MIM - 230 kV	1.173,51

---

**Total de Investimentos Previstos:** **36.613,40**

---

**Situação atual:**

---

##### Observações:

A Subestação possui previsão e disponibilidade para o 2º banco de transformadores.

---

##### Documentos de referência:

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.



**Sistema Interligado da Região NORTE**

<b>Empreendimento:</b>	<b>UF: MT</b>
<b>SE 230/138 kV LUCAS DO RIO VERDE (Ampliação/Adequação)</b>	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 24 meses</b>

**Justificativa:**

Ampliação com o 3º banco de transformadores monofásicos 230/138kV de 75/90 MVA

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

3º TF 230/138 kV, 3 x 25 MVA 1Φ	16.887,54
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.169,76
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.517,49
MIM - 138 kV	750,64
MIM - 230 kV	1.173,51

**Total de Investimentos Previstos: 34.498,94**

**Situação atual:**

**Observações:**

A Subestação possui previsão e disponibilidade para o 3º banco de transformadores.

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

**Sistema Interligado da Região NORTE**

<b>Empreendimento:</b>	<b>UF: MT</b>
<b>SE 230/138 kV LUCAS DO RIO VERDE (Ampliação/Adequação)</b>	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2029</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 24 meses</b>

**Justificativa:**

Ampliação com o 4º banco de transformadores monofásicos 230/138kV de 75/90 MVA

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

4º TF 230/138 kV, 3 x 25 MVA 1Φ	16.887,54
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	9.169,76
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.517,49
MIM - 230 kV	1.173,51
MIM - 138 kV	750,64

**Total de Investimentos Previstos: 34.498,94**

**Situação atual:**

**Observações:**

A Subestação possui previsão e disponibilidade para o 4º banco de transformadores.

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

**Sistema Interligado da Região NORTE**

<b>Empreendimento:</b>	<b>UF: MT</b>
<b>SE 230/69 kV NOVA MUTUM (Ampliação/Adequação)</b>	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 24 meses</b>

**Justificativa:**

Substituição de T1 230/69kV, 30/30 MVA por TR 75/90 MVA + Ampliação com o 4º TR 75MVA

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

1º e 4º ATF 230/69 kV, 2 x 75 MVA 3Φ	21.715,18
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	18.339,52
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	6.305,96
MIM - 230 kV	2.347,02
MIM - 69 kV	675,85

**Total de Investimentos Previstos: 49.383,53**

**Situação atual:**

**Observações:**

A Subestação possui previsão e disponibilidade para a substituição e adição de transformadores propostos.

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

**Sistema Interligado da Região NORTE**

<b>Empreendimento:</b>	<b>UF: MT</b>
<b>SE 230/138 kV RONDONÓPOLIS (Ampliação/Adequação)</b>	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 meses</b>

**Justificativa:**

Ampliação com um ATR5 150/180 MVA

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

5° ATF 230/138 kV, 1 x 150 MVA 3Φ	14.617,51
1 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD5*	9.169,76
1 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	6.517,49
MIM - 138 kV	750,64
MIM - 230 kV	1.173,51

**Total de Investimentos Previstos: 32.228,91**

**Situação atual:**

**Observações:**

A Subestação possui previsão e disponibilidade para o 5° autotransformador, após a substituição do TR01 e relocação da IB 230 kV.

\* Dada a indisponibilidade de custos relativos ao arranjo BD5 no banco de preços, a conexão do transformador foi custeada de maneira preliminar como sendo BD4, mas deverá ser implantada em BD5.

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

**Sistema Interligado da Região NORTE**

<b>Empreendimento:</b>	<b>UF: MT</b>
<b>SE 500/230/138 kV SINOP (Ampliação/Adequação)</b>	<b>DATA DE NECESSIDADE: Jan/2026</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO: 24 meses</b>

**Justificativa:**

Ampliação com um ATR3, 500/230kV, 400/480MVA + ATR4, 230/138kV, 150/180MVA e Substituição do ATR1 por um de potência 150MVA, superior

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

Substituição do 1° e adição do 4° ATF 230/138 kV, 2 x 150 MVA 3Φ	29.235,02
3° ATF 500/230 kV, 3 x 133,3 MVA 1Φ	34.075,02
1 CT (Conexão de Transformador) 500 kV, Arranjo DJM	14.564,54
3 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	27.509,28
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	13.034,98
MIM - 138 kV	1.501,29
MIM - 230 kV	3.520,52

**Total de Investimentos Previstos: 123.440,65**

**Situação atual:**

**Observações:**

A Subestação possui previsão e disponibilidade para o 3º banco monofásico, 4º autotransformador e substituição do ATR1.

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.

**Sistema Interligado da Região NORTE**

<b>Empreendimento:</b>  <b>SE 230/69 kV SORRISO (Ampliação/Adequação)</b>	<b>UF:</b> <b>MT</b>
	<b>DATA DE NECESSIDADE:</b> <b>Jan/2026</b>
	<b>PRAZO DE EXECUÇÃO:</b> <b>24 meses</b>

**Justificativa:**

Ampliação com o 4ºTR 100MVA e substituição do TR 30MVA por um de 100MVA

**Obras e Investimentos Previstos: (R\$ x 1.000)**

Substituição do 1º e adição do 5º TF 230/69 kV, 2 x 100 MVA 3Φ	26.268,82
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	18.339,52
2 CT (Conexão de Transformador) 69 kV, Arranjo BPT	6.773,48
MIM - 69 kV	675,85
MIM - 230 kV	2.347,02
MIG-A	5.883,48

**Total de Investimentos Previstos:** **60.288,17**

**Situação atual:**

**Observações:**

A Subestação possui previsão e disponibilidade para a substituição do 1º transformador e adição de um 5º transformador.

Será necessário um reforço de pequeno porte associado: Prolongamento do barramento 69kV para viabilizar a conexão do lado de baixa do novo transformador, conforme CE-EETAM 022/2024

**Documentos de referência:**

[1] Custos Modulares da ANEEL – Março de 2024.













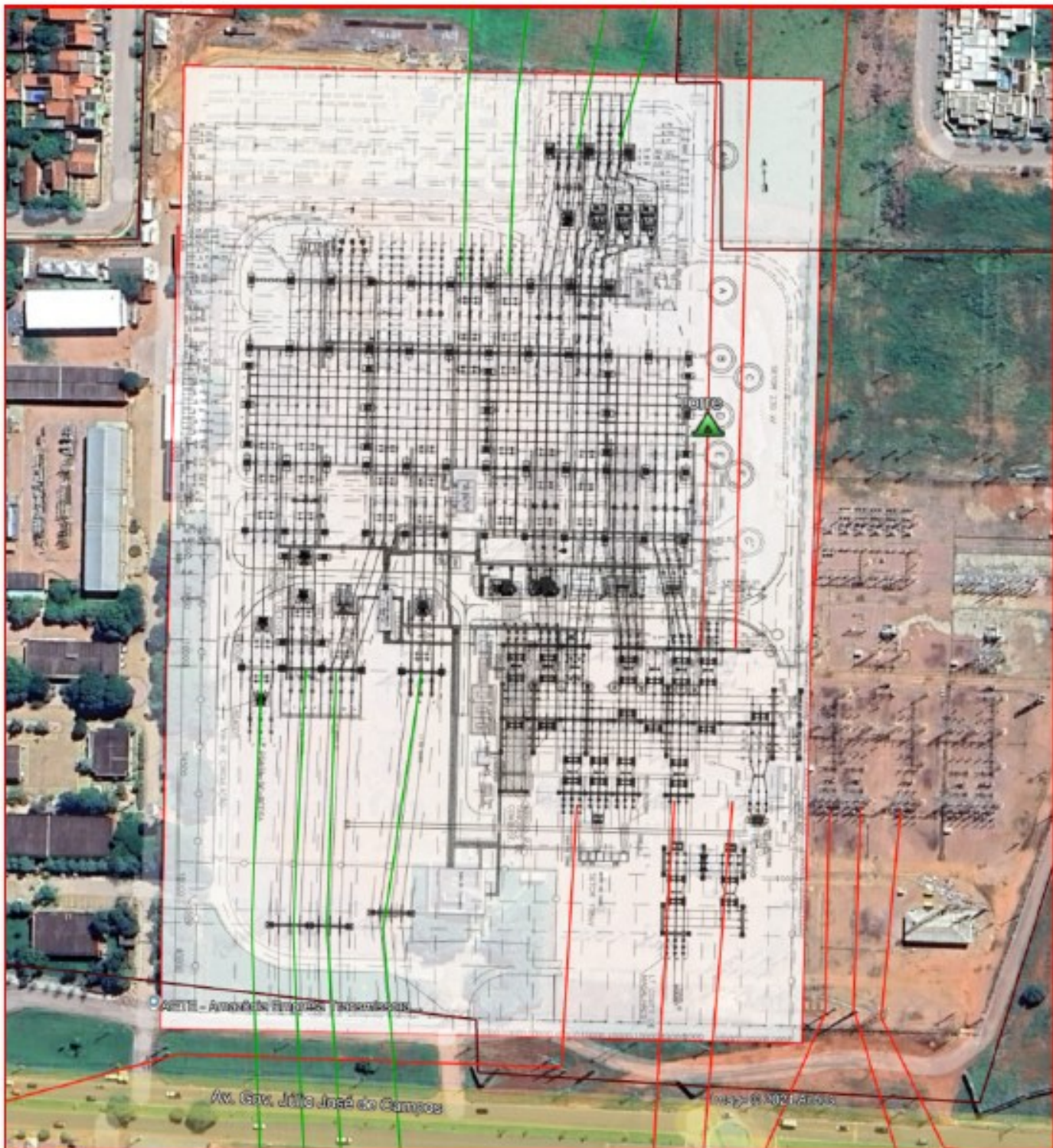


Figura 7-6 - Diagrama unifilar com a localidade da quinta unidade de transformação em Rondonópolis.





