



Empresa de Pesquisa Energética

ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA E SOCIOAMBIENTAL DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

Estudo de Atendimento à Região de Matopiba

Abril de 2022

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA





GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Albuquerque

Secretário-Executivo do MME

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo César Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Christiano Vieira da Silva

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Rafael Bastos da Silva

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Pedro Paulo Dias Mesquita

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO

ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE ALTERNATIVAS: RELATÓRIO R1

ESTUDO DE ATENDIMENTO À REGIÃO DE MATOPIBA



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

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Livino

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

Sede

SCN, Qd. 01, Bl. C, nº 85, Sl. 1712/1714

70711-902 - Brasília - DF

Escritório Central

Praça Pio X, 54

20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Thiago de Faria Rocha Dourado Martins

Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica

Estudos Elétricos

Fabiano Schmidt

Dourival Carvalho

Igor Chaves

Luiz Felipe Froede Lorentz

Marcelo Willian Henriques Szrajzman

Marcos Vinícius Gonçalves da Silva Farinha

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Paulo Fernando de Matos Araujo

Sergio Felipe Falcão Lima

Vinicius Ferreira Martins

Análise Socioambiental

Carina Rennó Siniscalchi

Clayton Borges da Silva

Kátia Gisele Matosinho

Leonardo de Sousa Lopes

Nº EPE-DEE-RE-012/2022-rev0

Data: 01/04/2022

(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

Estudos do Sistema de Transmissão

Sub-área de estudo

Análise Técnico-econômica

Produto (Nota Técnica ou Relatório)

EPE-DEE-RE-012/2022-rev0

Estudo de Atendimento à Região de Matopiba

Revisões

Data

Descrição sucinta

rev0

01/04/2022

Emissão Original

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

SUMÁRIO

Sumário	7
ÍNDICE DE FIGURAS.....	11
ÍNDICE DE TABELAS.....	16
1 INTRODUÇÃO.....	20
1.1 Sistema Elétrico da Região de Interesse	21
1.1.1 Estado da Bahia	21
1.1.2 Estado do Tocantins	22
1.1.3 Estado do Maranhão	22
1.1.4 Estado do Piauí	23
2 OBJETIVO.....	26
3 CONCLUSÕES	27
4 RECOMENDAÇÕES.....	29
5 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS.....	33
5.1 Critérios Básicos	33
5.2 Base de Dados	33
5.3 Mercado	33
5.3.1 Neoenergia Coelba	34
5.3.2 Energisa-TO.....	36
5.3.3 Equatorial MA	37
5.3.4 Equatorial-PI.....	40
5.3.5 Considerações sobre as projeções de mercado	43
5.4 Horizonte do Estudo	44
5.5 Cenários de Geração.....	44
5.6 Limites Operativos.....	44
5.6.1 Tensão	44
5.6.2 Carregamento.....	45
5.6.3 Fator de Potência	45
5.7 Parâmetros econômicos	45
6 DIAGNÓSTICO	46
6.1 Região norte do Oeste da Bahia.....	46
6.2 Região de Mateiros - Tocantins.....	46
6.3 Região Sul do Maranhão	46
6.4 Região Sudoeste do Piauí – Eixo Gilbués/Corrente	49
6.5 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS.....	50

6.5.1	Alternativa 1 – Expansão exclusivamente pela Rede de Distribuição.....	53
6.5.2	Alternativa 2 – Ponto de Suprimento em Formosa do Rio Preto - Via SE Gilbués II 230 kV 54	
6.5.3	Alternativa 3 – Ponto de Suprimento em Formosa do Rio Preto - Via SE Barreiras II 23055	
6.5.4	Alternativa 4 - Ponto de Suprimento em Formosa do Rio Preto - Via SE Dianópolis II 23056	
6.5.5	Alternativa 5 - Ponto de Suprimento em Formosa do Rio Preto - Via SE Gilbués II 230 kV e SE Dianópolis II 230	57
7	ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE.....	58
7.1	Alternativa 1 – Expansão pela Rede de Distribuição	58
7.2	Alternativa 2 – Atendimento via Gilbués II	67
7.3	Alternativa 3 – Atendimento via Barreiras II.....	78
7.4	Alternativa 4 – Atendimento via Dianópolis II.....	89
7.5	Alternativa 5 – Atendimento via Dianópolis II e Gilbués II	101
8	ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO – CURVAS P×V	117
9	ANÁLISE ECONÔMICA.....	120
9.1	Comparação Econômica	120
9.2	Discussão dos Resultados.....	121
10	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA PROJEÇÃO DE MERCADO DA COELBA.....	123
11	ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DAS NOVAS LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	128
11.1	Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto - Ano 2026 – Carga Leve .	129
11.1.1	Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, a partir de Gilbués II...	129
11.2	Energização da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto com LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto já energizada - Ano 2026 – Carga Leve	130
11.2.1	Energização da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, a partir de Dianópolis II	130
11.2.1	Energização da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, a partir de Formosa do Preto	132
11.3	Energização da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto - Ano 2026 Carga Leve	133
11.4	Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto com a LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto já energizada - Ano 2026 – Carga Leve	133
11.4.1	Energização da LT 230 kV Formosa do Rio Preto - Gilbués a partir de Formosa do Rio Preto	133
11.4.2	Energização da LT 230 kV Formosa do Rio Preto - Gilbués a partir de Gilbués II, com a LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto já energizada.	135
11.5	Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto – 2026 – Carga Leve	136
11.5.1	Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, em Gilbués II 230 kV.....	136
11.5.2	Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, em Formosa do Rio Preto 230 kV	138
11.6	Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto – 2026 – Carga Leve	139

11.6.1	Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, em Dianópolis II 230 kV	139
11.6.2	Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, em Formosa do Rio Preto II 230 kV	139
11.7	Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto – 2036 – Carga Média.....	140
11.7.1	Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, em Gilbués II 230 kV.....	141
11.7.2	Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, em Formosa do Rio Preto 230 kV	142
11.8	Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto	142
11.8.1	Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, em Dianópolis II 230 kV	142
11.8.2	Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, em Dianópolis II 230 kV	143
12	CURTO-CIRCUITO	144
13	OTIMIZAÇÃO E AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS.....	147
13.1	Considerações gerais	147
13.2	Dados e premissas	147
13.3	Crítérios para análises elétricas e comparações econômicas	148
13.4	Avaliações Econômicas.....	149
13.4.1	Seleção dos cabos condutores.....	149
13.5	Características Técnicas da Solução de Referência.....	150
13.5.1	Características elétricas.....	150
13.5.2	Características construtivas	151
14	ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO.....	152
14.1	Procedimentos e Crítérios de Análise	152
14.2	LT 230 LT Gilbués II - Formosa do Rio Preto, C1.....	153
14.3	LT 230 LT Dianópolis II - Formosa do Rio Preto, C1.....	154
15	RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIOS R2	155
15.1	Considerações gerais	155
15.2	Linhas de transmissão.....	155
15.3	Subestações.....	156
16	ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL	158
17	REFERÊNCIAS	159
18	EQUIPE TÉCNICA	161
19	ANEXOS.....	163
19.1	Histórico das reuniões realizadas pelo MME com demais instituições	163
19.2	Parâmetros dos Equipamentos.....	167
19.3	Diferencial de Perdas das Alternativas	168
19.4	Plano de Obras e Estimativa de Investimentos	170

19.5	Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões	190
19.5.1	Subestação Gilbués II 230 kV	190
19.5.2	Subestação Dianópolis II 230 kV.....	200
19.5.3	Subestação Barreiras II 230 kV.....	208
19.6	Arranjo da Nova Subestação Formosa do Rio Preto 230/138 kV	216
19.7	Fichas PET	217
19.8	Nota Técnica EPE/DEA/SMA 010/2021.....	220

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 – Pontos da rede de distribuição no município de Formosa do Rio Preto	21
Figura 1-2 – Diagrama da rede de distribuição que atende a região de Mateiros	22
Figura 1-3 – Subestações da região sul do Maranhão.....	23
Figura 1-4 – Diagrama unifilar do Eixo Baixo Penitente	23
Figura 1-5 – Municípios piauienses localizados na região de Matopiba objeto do estudo	24
Figura 1-6 – Ponto de suprimento na região sul do Piauí – SE Gilbués II 500/230/69 kV e subestações de distribuição	24
Figura 1-7 – Diagrama unifilar do eixo Gilbués II – Corrente e Gilbués II - Santa Filomena	25
Figura 4-1 – Alternativa 5 - Período 2024 a 2036	30
Figura 6-1 – Diagrama esquemático do Regional Balsas	47
Figura 6-2 – Mapa eletrogeográfico do Regional Balsas.....	48
Figura 6-3 Rede de distribuição da Equatorial-MA – 2026 –suprimento por Balsas 230/69 kV	50
Figura 6-4 Rede de distribuição da Equatorial-MA – 2036 –suprimento por Balsas 230/69 kV	51
Figura 6-5 – Rede de distribuição da Equatorial-PI – 2036.....	52
Figura 6-6 – Alternativa 1- Rede para atendimento a Neoenergia Coelba e Energisa-TO.	53
Figura 6-7– Alternativa 2 – 2024 a 2036	54
Figura 6-8 – Alternativa 3 – 2024 a 2036	55
Figura 6-9 – Alternativa 4 - 2026 a 2036.....	56
Figura 6-10 – Alternativa 5 - 2024 a 2036	57
Figura 7-1 – Alternativa 1 – 2026 – Carga Leve – eixo 138 kV até SE Chapada das Mangabeiras com compensador síncrono em Coaceral II 138 kV	59
Figura 7-2 – Alternativa 1 – 2026 – Carga Média – eixo 138 kV até SE Chapada das Mangabeiras com compensador síncrono em Coaceral II 138 kV	60
Figura 7-3 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Média – 2036.....	61
Figura 7-4 – Alternativa 1 – Com 2 circuitos até Chapada das Mangabeiras – Leve – 2026	63
Figura 7-5 –Alternativa 1 – Com 2 circuitos até Chapada das Mangabeiras – Carga Média – 2036	64
Figura 7-6 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – 2026 – Carga Leve	68
Figura 7-7 – Alternativa 2 – Contingência do TR Gilbués II 500/230 kV – 2026 – Carga Leve	69
Figura 7-8 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – 2036 – Carga Máxima.....	70
Figura 7-9 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – 2036 – Carga Média.....	71

Figura 7-10 – Alternativa 2 – Contingência LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto C1 – 2036 – Carga Média	72
Figura 7-11 – Alternativa 2 – Contingência 1 TR 500/230 kV Gilbués II – 2036 – Carga Média.....	73
Figura 7-12 – Alternativa 2 – Contingência 1 TR 230/138 kV Dianópolis II – 2036 – Carga Média.....	74
Figura 7-13 – Alternativa 2 – Contingência LT 500 kV Buriti – Gilbués II – 2036 – Carga Média.....	75
Figura 7-14 – Alternativa 2 – Alimentação da SE Panambi 138 kV via SE São Marcelo 138 kV – 2036 – Carga Média.....	76
Figura 7-15 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação –Carga Leve – 2026.....	80
Figura 7-16 – Alternativa 3– Contingência de 1 TR Barreiras 500/230 kV –Carga Leve – 2026	81
Figura 7-17 – Alternativa 3 – Contingência LT 230 kV Barreiras II – Formosa do Rio Preto C1 – Carga Leve – 2026.....	82
Figura 7-18 – Alternativa 3 – Regime de Operação Normal - Carga Média – 2036	83
Figura 7-19 – Alternativa 3 – Contingência LT 230 kV Barreiras II – Formosa do Rio Preto C1 - Carga Média – 2036	84
Figura 7-20 – Alternativa 3 – Contingência LT 230 kV Barreiras II – Dianópolis II - Carga Média – 2036	85
Figura 7-21 – Alternativa 3 – Contingência de 1 TR 230/138 kV Dianópolis II - Carga Média – 2036	86
Figura 7-22 – Alternativa 3 – Alimentação da SE Panambi 138 kV via SE São Marcelo 138 kV – 2036 – Carga Média.....	87
Figura 7-23 – Alternativa 4 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – 2026.....	91
Figura 7-24 – Alternativa 4 – Contingência de 1 TR 230/138 kV Dianópolis II – Carga Leve – 2026.....	92
Figura 7-25 – Alternativa 4 – Contingência LT 230 kV Dianópolis II –Formosa do Rio Preto C1 – Carga Leve – 2026	93
Figura 7-26 – Alternativa 4 – Regime de Operação Normal – Carga Média – 2036.....	94
Figura 7-27 – Alternativa 4 – Contingência de 1 TR 230/138 kV Dianópolis II – Carga Média – 2036	95
Figura 7-28 – Alternativa 4 – Contingência da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1– Carga Média – 2036.....	96
Figura 7-29 – Alternativa 4 – Contingência de 1 TR 230/69 kV da SE Formosa do Rio Preto – Carga Média – 2036	97
Figura 7-30 – Alternativa 4 – Contingência de LT 230 kV Dianópolis II – Barreiras II – Carga Média – 2036.....	98
Figura 7-31 – Alternativa 4 – Alimentação da SE Panambi 138 kV via SE São Marcelo 138 kV – 2036 – Carga Média.....	99
Figura 7-32 – Alternativa 5 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – 2026.....	103
Figura 7-33 – Alternativa 5 – Contingência do TR 500/230 kV Gilbués II –Carga Leve - 2026	104

Figura 7-34 – Alternativa 5– Contingência da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto –Carga Leve – 2026	105
Figura 7-35 – Alternativa 5 – Contingência da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto –Carga Leve – 2026	106
Figura 7-36 – Alternativa 5 – Regime Normal –Carga Média – 2036	107
Figura 7-37 – Alternativa 5 – Contingência 1 TR Gilbués II 500/230 kV – Carga Média – 2036	108
Figura 7-38 – Alternativa 5 – Contingência LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto – Carga Média – 2036	109
Figura 7-39 – Alternativa 5 – Contingência LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto –Carga Média – 2036	110
Figura 7-40 – Alternativa 5 – Contingência 1 TR Formosa do Rio Preto 230/138 kV – Carga Média – 2036	111
Figura 7-41 – Alternativa 5 – Contingência LT 500 kV Gilbués II – Buriti – Carga Média – 2036	112
Figura 7-42 – Alternativa 5 – Contingência LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí – Carga Média – 2036	113
Figura 7-43 – Alternativa 5 – Alimentação da SE Panambi 138 kV via SE São Marcelo 138 kV – 2036 – Carga Média	114
Figura 8-1 – Curva PxV – Alternativa 1 – 2036 – Carga Máxima – considerando 2 x 3,6 Mvar bancos de capacitores nos barramentos de 34,5kV das SEs Panambi, São Marcelo, Coaceral I, Coaceral II, Garganta e Chapada da Mangabeira	118
Figura 8-2 – Curva PxV – Alternativa 5 – 2036 – Carga Máxima – considerando 2 x 3,6 Mvar bancos de capacitores nos barramentos de 34,5kV das SEs Panambi, São Marcelo, Coaceral I, Coaceral II, Garganta e Chapada da Mangabeira	118
Figura 8-3 – Curva PxV – Alternativa 1– 2036 – Carga Máxima – considerando compensador síncrono	119
Figura 8-4 – Curva PxV – Alternativa 5 – 2036 – Carga Máxima – considerando compensador síncrono (-48/80) Mvar em Formosa do Rio Preto 230 kV	119
Figura 9-1 – Comparação econômica das alternativas	121
Figura 10-1 – Alternativa 5 – Regime Normal de Operação - Cenário Otimista - 2036 - Carga Máxima	124
Figura 10-2 – Alternativa 5 – Contingência LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto - Cenário Otimista - 2036 - Carga Máxima	125
Figura 10-3 – Alternativa 5 – Contingência LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto - Cenário Otimista - 2036 - Carga Máxima	126
Figura 10-4 – Alternativa 5 – Contingência um dos transformadores 230/138 kV Formosa do Rio Preto - Cenário Otimista - 2036 - Carga Máxima	127
Figura 11-1 – Pré-Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto	129
Figura 11-2 – Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto a partir da SE Gilbués II	129
Figura 11-3 – Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto a partir da SE Gilbués II	130

Figura 11-4 – Energização da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto a partir de Dianópolis, considerando a LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto já energizada	131
Figura 11-5 – Energização completa da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto – Dianópolis II	131
Figura 11-6 – Energização LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, a partir de Dianópolis II, com LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto já energizada	132
Figura 11-7 – Energização da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto	133
Figura 11-8 – Energização da LT 230 kV Formosa do Rio Preto – Gilbués, a partir de Formosa do Rio Preto, com LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto já energizada (sem compensação reativa em Formosa do Rio Preto)	134
Figura 11-9 – Energização da LT 230 kV Formosa do Rio Preto – Gilbués, a partir de Formosa do Rio Preto, com LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto já energizada (com compensação reativa em Formosa do Rio Preto)	134
Figura 11-10 – Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, a partir de Gilbués II, com LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto já energizada (sem compensação reativa em Formosa do Rio Preto)	135
Figura 11-11 – Pré-Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto – 2026 – Leve	136
Figura 11-12 – Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto – 2026 – Leve, em Gilbués II, sem considerar compensação reativa indutiva em Formosa do Rio Preto 230 kV	137
Figura 11-13 – Pré-rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Gilbués II, considerando compensador síncrono em Formosa do Rio Preto 230 kV.	137
Figura 11-14 – Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Gilbués II, considerando compensador síncrono em Formosa do Rio Preto 230 kV.	138
Figura 11-15 – Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Formosa do Rio Preto – 2026 - Leve	138
Figura 11-16 – Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Dianópolis II Leve -2026	139
Figura 11-17 – Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Formosa do Rio Preto – Leve – 2026	140
Figura 11-18 – Pré-Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto	141
Figura 11-19 – Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Gilbués II	141
Figura 11-20 - Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Formosa do Rio Preto	142
Figura 11-21 – Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Formosa do Rio Preto	143
Figura 11-22 – Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Dianópolis II	143
Figura 13-1 - Dados técnicos básicos das linhas em 230 kV com potência nominal	151
Figura 14-1 - LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, C1. Tensão de fase aberta 56-66Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados.	153

Figura 14-2 - LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, C1. Corrente de arco secundário 56-66Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados.....	153
Figura 14-3 – LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, C1. Tensão de fase aberta 56-66Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados. 154	154
Figura 14-4 – LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, C1. Corrente de arco secundário 56-66Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados.....	154

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3-1 – Custos de investimento e perdas (R\$ x 1000)	28
Tabela 4-1 – Alternativa 5– Principais obras em linhas de transmissão	29
Tabela 4-2 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	29
Tabela 4-3 – Alternativa 5 – Principais obras linhas de distribuição da Neoenergia Coelba	29
Tabela 4-4 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Neoenergia Coelba.....	30
Tabela 4-5 – Alternativa 5 – Principais obras linhas de distribuição da Energisa-TO.....	30
Tabela 4-6 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Energisa-TO.....	30
Tabela 4-7 – Principais obras linhas de distribuição da Equatorial-MA – com a alimentação a partir da SE Balsas 69 kV (RB)	31
Tabela 4-8 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Equatorial-MA - com a alimentação a partir da SE Balsas 69 kV (RB)	31
Tabela 4-9 – Principais obras linhas de distribuição da Equatorial-PI	31
Tabela 4-10 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Equatorial-PI	31
Tabela 5-1 – Neoenergia Coelba - Patamar de Carga Pesada – Cenário Base	34
Tabela 5-2 – Neoenergia Coelba - Patamar de Carga Média – Cenário Base	35
Tabela 5-3 – Neoenergia Coelba - Patamar de Carga Máxima – Cenário Base	35
Tabela 5-4 – Neoenergia Coelba - Patamar de Carga Leve – Cenário Base	35
Tabela 5-5 – Patamares de Carga Máxima – Cenário Otimista, Base e Pessimista – Ano 2036 (análise de sensibilidade)	36
Tabela 5-6 –Patamares de Cargas Pesada, Média, Máxima e Leve	37
Tabela 5-7 – Patamares de Carga Pesada – Cenários Otimista, Base e Pessimista – Ano 2036 (análise de sensibilidade)	37
Tabela 5-8 – Projeção de Mercado - Patamar de Carga Pesada – Cenário Otimista.....	38
Tabela 5-9 – Projeção de Mercado - Patamar de Carga Média – Cenário Otimista.....	39
Tabela 5-10 – Projeção de Mercado - Patamar de Carga Leve – Cenário Otimista.....	39
Tabela 5-11 – Patamares de Carga Pesada – Cenários Otimista, Base e Pessimista – Ano 2036 (análise de sensibilidade)	40
Tabela 5-12 - Projeção de Mercado - Patamar de Carga Pesada – Cenário Base – Equatorial-PI.....	41
Tabela 5-13 – Projeção de Mercado - Patamar de Carga Média – Cenário Base – Equatorial-PI.....	42
Tabela 5-14 – Projeção de Mercado - Patamar de Carga Leve – Cenário Base – Equatorial-PI	42
Tabela 5-15 – Patamares de Carga Pesada – Cenários Otimista, Base e Pessimista – Ano 2036 (análise de sensibilidade)	42

Tabela 5-16 – Comparação entre os dados de áreas irrigáveis	43
Tabela 5-17 - Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão	44
Tabela 6-1 –Carga Pesada da SE Balsas 69 kV – Comparação carga PDE 2029 x carga Estudo Matopiba	49
Tabela 6-2 –Carga Pesada da SE Gilbués 69 kV – Comparação carga PDE 2029 x carga Estudo Matopiba	49
Tabela 6-3 – Alternativa 2 – Principais obras linhas de distribuição da Equatorial-MA	51
Tabela 6-4 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Equatorial-MA	51
Tabela 6-5 – Alternativa 2 – Principais obras linhas de distribuição da Equatorial-PI.....	52
Tabela 6-6 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Equatorial-PI.....	52
Tabela 7-1 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede de Distribuição – Neoenergia Coelba.....	65
Tabela 7-2 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede de Distribuição...	66
Tabela 7-3 – Alternativa 1– Principais obras linhas de distribuição da Energisa-TO.....	66
Tabela 7-4 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Energisa-TO.....	66
Tabela 7-5 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão	77
Tabela 7-6 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	77
Tabela 7-7 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição da Neoenergia Coelba	77
Tabela 7-8 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de distribuição da Neoenergia Coelba.....	77
Tabela 7-9 – Alternativa 2– Principais obras linhas de distribuição da Energisa-TO.....	78
Tabela 7-10 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Energisa-TO.....	78
Tabela 7-11 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de transmissão	88
Tabela 7-12 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	88
Tabela 7-13 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de distribuição da Neoenergia Coelba	88
Tabela 7-14 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Neoenergia Coelba.....	89
Tabela 7-15 – Alternativa 3– Principais obras linhas de distribuição da Energisa-TO.....	89
Tabela 7-16 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Energisa-TO.....	89
Tabela 7-17 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de transmissão	100
Tabela 7-18 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	100
Tabela 7-19 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de distribuição – Neoenergia Coelba	100

Tabela 7-20 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Neoenergia Coelba	101
Tabela 7-21 – Alternativa 4– Principais obras linhas de distribuição da Energisa-TO.....	101
Tabela 7-22 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Energisa-TO.....	101
Tabela 7-23 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de transmissão	115
Tabela 7-24 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira	115
Tabela 7-25 – Alternativa 5 – Principais obras linhas de distribuição da Neoenergia Coelba	115
Tabela 7-26 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Neoenergia Coelba.....	116
Tabela 7-27 – Alternativa 5 – Principais obras linhas de distribuição da Energisa-TO.....	116
Tabela 7-28 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Energisa-TO.....	116
Tabela 9-1 – Rendimentos necessários e perdas (R\$ x 1000).....	120
Tabela 12-1 – Capacidade de Interrupção Simétrica ICCS (kA).....	144
Tabela 12-2 – Níveis de Curto Circuito Máximo Pré-entrada de Obras – Ano 2026	144
Tabela 12-3 – Níveis de Curto Circuito Máximo Pós-entrada de Obras – Ano 2026	145
Tabela 12-4 – Níveis de Curto Circuito Mínimo Pré-entrada de Obras – Ano 2026	145
Tabela 12-5 – Níveis de Curto Circuito Mínimo Pós-entrada de Obras – Ano 2026	145
Tabela 12-6 – Níveis de Curto Circuito Máximo – Ano 2036.....	146
Tabela 13-1 - Dados do ambiente	147
Tabela 13-2 - Dados de avaliação econômica.....	148
Tabela 13-3 - Dados do sistema – fluxos nas linhas para cálculo de perdas	148
Tabela 13-4 -Dados do sistema – fluxos máximos nas linhas para diferentes condições de operação.....	148
Tabela 13-5 -Otimização do condutor da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, custo total unitário por condutor (1 subcondutor/fase).....	149
Tabela 13-6 - Otimização do condutor da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, custo total unitário por condutor (1 subcondutor/fase).....	149
Tabela 13-7 - Características elétricas básicas das LTs em 230 kV estudadas	150
Tabela 13-8 Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica das LTs 230 kV	151
Tabela 19-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão Recomendadas	167
Tabela 19-2 – Capacidades operativas das Linhas de Transmissão Recomendadas	167
Tabela 19-3 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 3, 4 e 5 em relação à Alternativa 2 (MW) - Patamar de Carga Leve.....	168
Tabela 19-4 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 3, 4 e 5 em relação à Alternativa 2 (MW) –Patamar de Carga Máxima.....	168
Tabela 19-5 – Diferencial de perdas elétricas da Alternativas 3, 4 e 5 em relação à Alternativa 2 (MW) – Cenário de Geração Norte Seco/Patamar de Carga Média	169

Tabela 19-6 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativas 3, 4 e 5 em relação à Alternativa 2 (MW) –Patamar de Carga Pesada	169
Tabela 19-7 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2 (R\$ x 1000)	170
Tabela 19-8 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3 (R\$ x 1000)	175
Tabela 19-9 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 4 (R\$ x 1000)	180
Tabela 19-10 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 5 (R\$ x 1000)	185

1 INTRODUÇÃO

A mesorregião do Extremo Oeste Baiano é uma região de grande potencial agrícola. A hidrografia favorável, relevo predominantemente plano, com períodos seco e úmido bem definidos, contribuíram para que atividade agrícola venha se intensificando nos últimos anos.

Atualmente, o cultivo de grãos como soja e milho e o algodão se apresenta como a principal atividade econômica da região, batendo recordes de produção a cada ano. Com base no potencial agrícola da região, que é destaque nacional na produção de grãos e fibras, o Ministério de Desenvolvimento Regional, com o objetivo de alavancar a agricultura irrigada, anunciou em 2019, que o oeste da Bahia receberá o primeiro polo de irrigação da região Nordeste. A forte mecanização e a implantação de grandes sistemas de irrigação através dos pivôs centrais representam um grande aumento da demanda de energia elétrica nessa região.

Com base na experiência vivenciada na área sul da região oeste da Bahia, em que o aumento significativo da demanda levou à necessidade de um estudo de planejamento [1], que recomendou a implantação de um novo ponto de suprimento, a SE Rio Grande II 230/138 kV, inicialmente com um transformador de 100 MVA, em 2017. Em função do incremento da carga muito superior à previsão na época do estudo, foi ampliada com o segundo transformador, em 2020, e já está prevista pelos estudos de planejamento a implantação de uma terceira unidade quando o crescimento de mercado justificar sua implantação.

Posteriormente, o crescimento da demanda na parte mais ao sul da região oeste da Bahia (Jaborandi, Correntina e Cocos), distante da SE Rio Grande II, ensejou a realização de novo estudo de planejamento que culminou com a recomendação do ponto de suprimento SE Rio Formoso II 230/138 kV – 2 x 200 MVA, para atender as cargas dessa região, consolidado no relatório [2].

Na região oeste da Bahia existe uma outra área com características semelhantes aos municípios de Jaborandi, Correntina e Cocos, e oferta de energia bastante limitada. Trata-se da área situada na parte rural do município de Formosa do Rio Preto, que faz divisa com os estados do Tocantins e Piauí e está bem próximo da divisa com o Maranhão. Assim, a Neoenergia – Coelba identificou a necessidade de realizar um estudo de prospecção de mercado para essa região apresentado no relatório [3].

Esse relatório foi encaminhado à EPE, que após sua apreciação e posterior aprovação pelo MME (Ministério de Minas e Energia), deu início ao estudo para avaliar as necessidades de expansão do sistema elétrico que atende à região, descrito nos itens que se seguem.

A fase inicial do estudo contemplou uma série de reuniões realizadas pelo MME com os ministérios, instituições e empresas distribuidoras de energia, quais sejam: MDR (Ministério de Desenvolvimento Regional), MAPA (Ministério da Agricultura e Pecuária), AIBA (Associação dos Agricultores e Irrigantes da Bahia), CNA (Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil), Neoenergia Coelba, Energisa-TO, Equatorial-MA e Equatorial-PI. Essas reuniões objetivaram o nivelamento das diversas informações

sobre as projeções de crescimento do agronegócio na região, o que sem dúvida, contribuiu sobremaneira para a qualidade dos dados utilizados.

O histórico das reuniões realizadas é apresentado no item 19.1.

1.1 Sistema Elétrico da Região de Interesse

1.1.1 Estado da Bahia

As regiões da zona rural de Formosa do Rio Preto (BA) atendidas pela rede elétrica da Distribuidora Neoenergia Coelba são conhecidas como Vila Panambi e Vila Coaceral. Essas localidades estão próximas à divisa do estado do Tocantins e são supridas por dois pontos de conexão de fronteira, denominados Dianópolis e Coaceral, supridos pelas redes de distribuição 34,5 kV da Energisa-TO derivado da subestação Dianópolis e LD 34,5 kV Isamu Ikeda – Ponte Alta, respectivamente.

Os dois pontos de conexão totalizam demanda máxima não coincidente de 2,9 MW, Figura 1-1, sem capacidade de expansão. A área, composta de grandes fazendas de soja, milho e algodão, tem elevada utilização de geradores à diesel para atender a carga da safra, principalmente na época da colheita e processamento dos grãos e algodão.

a 6: Eletrogeográfico do município de Formosa do Rio Preto com a localização dos pontos de conexão com a Energisa-TO.

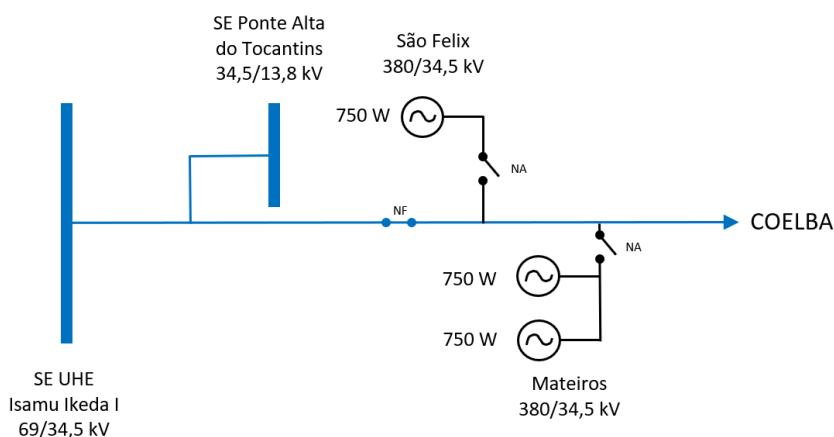


Fonte: COELBA

Figura 1-1 – Pontos da rede de distribuição no município de Formosa do Rio Preto

1.1.2 Estado do Tocantins

Quanto ao estado do Tocantins, o atendimento a região de Ponte Alta, Mateiros e São Felix é feito em 34,5 kV através LD Isamu Ikeda – Ponte Alta. Pela característica radial da linha, para atendimento em contingência, foi necessário instalar nas cidades Mateiros e São Felix grupos geradores à diesel de 1,5MW e 750 kW respectivamente, ver Figura 1-2.

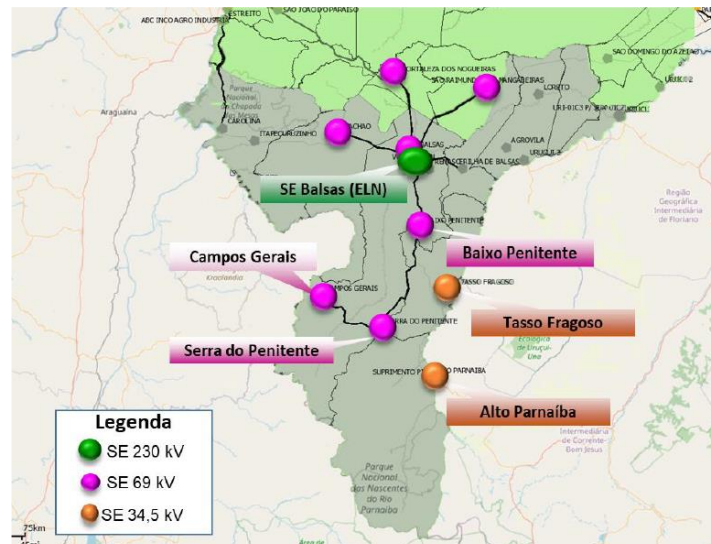


Fonte: Energisa-TO

Figura 1-2 – Diagrama da rede de distribuição que atende a região de Mateiros

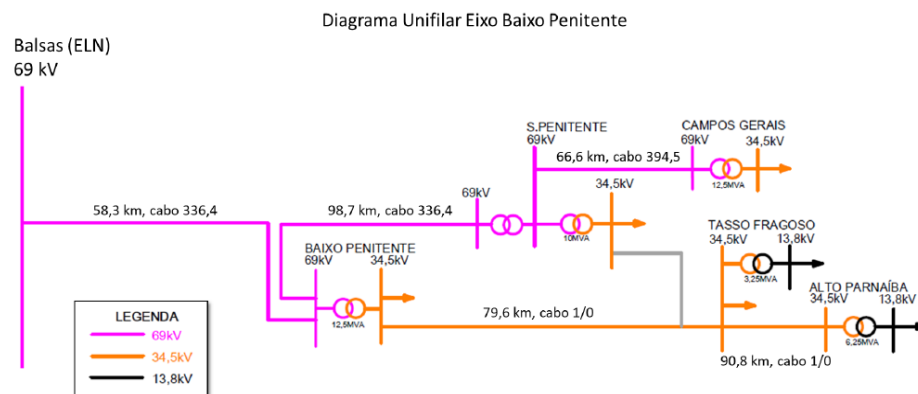
1.1.3 Estado do Maranhão

Na região sul do Maranhão, o potencial agrícola está localizado entre os municípios de Balsas e do Alto Parnaíba conforme apresentado na Figura 1-3 e na Figura 1-4. A maior parte da energia elétrica fornecida a essa região é suprida pela SE Balsas 230/69 kV, localizada no município de Balsas, inaugurada em 2012 visando o atendimento a esse potencial agrícola. Alguns municípios atendidos a partir de Balsas localizam-se a mais de 130 km de distância do ponto de suprimento, o que aumenta os custos de expansão da rede de distribuição e também das obras associadas às instalações de interesse restrito dos acessantes.



Fonte: Equatorial-MA

Figura 1-3 – Subestações da região sul do Maranhão



Fonte: Equatorial-MA – [14]

Figura 1-4 – Diagrama unifilar do Eixo Baixo Penitente

1.1.4 Estado do Piauí

Quanto à região sudoeste do estado do Piauí, os municípios de Barreiras do Piauí, São Gonçalo da Gurguéia, Corrente e Cristalândia do Piauí localizados próximos às divisas com os estados do Tocantins, Bahia e Maranhão integram a região de Matopiba.

Barreiras do Piauí



Área Territorial
2.167,986 km²



População
3.234 pessoas

São Gonçalo do Gurgueia



Área Territorial
1.385,311 km²



População
2.825 pessoas

Corrente



Área Territorial
3.048,446 km²



População
25.407 pessoas

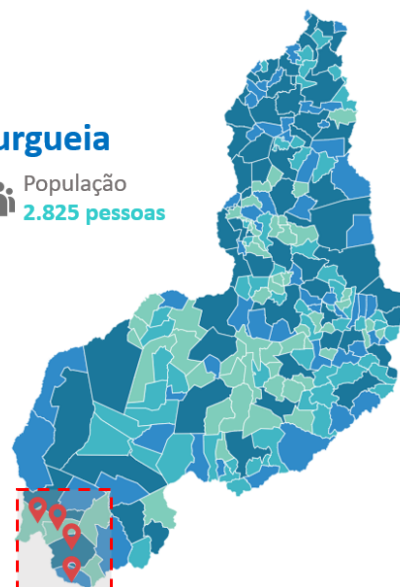
Cristalândia do Piauí



Área Territorial
1.202,896 km²



População
7.831 pessoas



Fonte: Equatorial-PI

Figura 1-5 – Municípios piauienses localizados na região de Matopiba objeto do estudo

O fornecimento de energia a essas cidades é proveniente do ponto de suprimento SE Gilbués II 500/230/69 kV, que entrou em operação em 2018. O sistema de distribuição para o atendimento a esses municípios conta com 5 subestações pertencentes à rede de Distribuição (Figura 1-6). Na Figura 1-7 pode ser visto o diagrama unifilar do eixo Gilbués II – Corrente e Gilbués II – Santa Filomena.

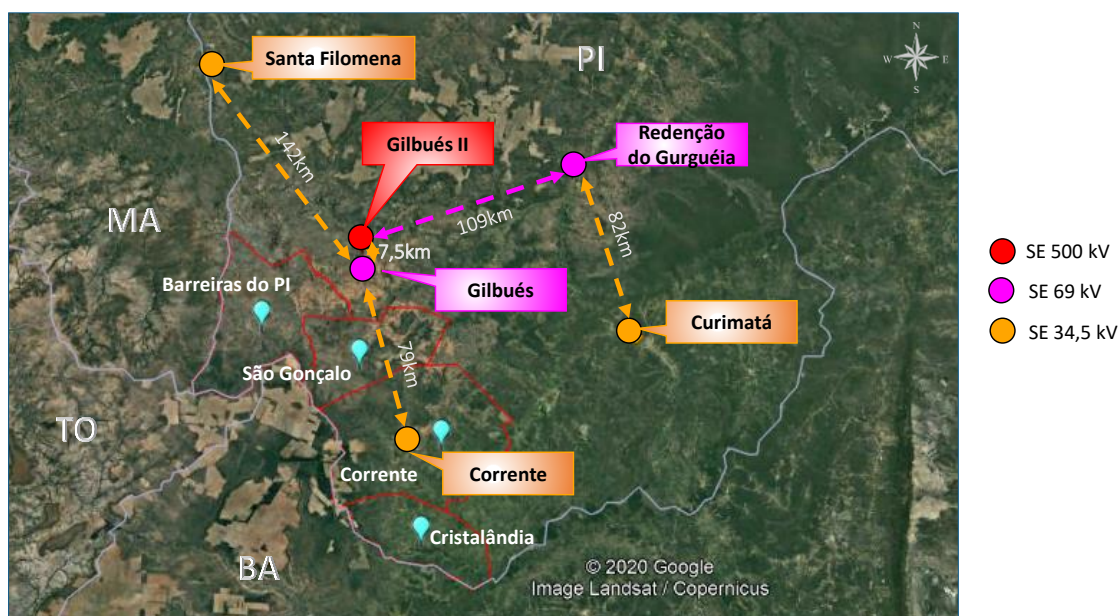
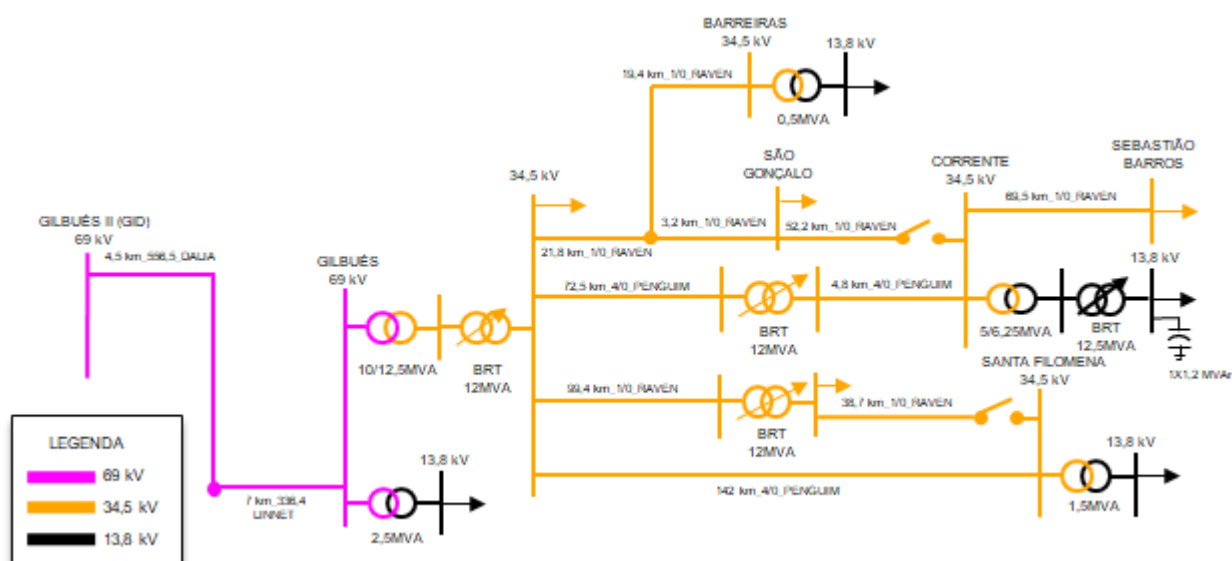


Figura 1-6 – Ponto de suprimento na região sul do Piauí – SE Gilbués II 500/230/69 kV e subestações de distribuição



Fonte: Equatorial-PI

Figura 1-7 – Diagrama unifilar do eixo Gilbués II – Corrente e Gilbués II - Santa Filomena

2 OBJETIVO

O objetivo deste estudo é indicar a melhor alternativa de ampliação da capacidade de transmissão de energia elétrica para o atendimento da região oeste da Bahia, sudeste do Tocantins, sul do Maranhão e sudoeste do Piauí, inseridos na área denominada Matopiba, considerando a projeção de crescimento de carga das distribuidoras Neoenergia Coelba, Energisa-TO, Equatorial-MA e Equatorial-PI, considerando o período 2026-2036.

O estudo deve indicar, dos pontos de vista técnico, econômico e socioambiental, o melhor cronograma de obras a ser implantado, levando em conta as alternativas de expansão que garantam o atendimento aos consumidores, com padrões de qualidade, confiabilidade e continuidade adequados, frente ao crescimento do mercado de energia elétrica previsto para a região.

3 CONCLUSÕES

Foram estudadas cinco alternativas de expansão para o suprimento à região de Matopiba, com o objetivo de atender as cargas da região oeste da Bahia e nordeste do Tocantins (vide detalhamento no item 6.5). Para o atendimento as cargas do sul do Maranhão e do sudoeste do Piauí, tendo como base as projeções de cargas encaminhadas pela Equatorial-MA e Equatorial-PI e os pontos de suprimento existentes para o atendimento das respectivas regiões de interesse (item 6.3 e item 6.4), não se identificou a necessidade de indicação de reforços no sistema de transmissão da região. Para esses estados foram vislumbradas apenas expansões na Rede de Distribuição. No entanto, é importante destacar que caso haja uma evolução de mercado que indique a necessidade de reforço do suprimento ao Sul Maranhense ou ao Sudoeste Piauiense, um novo estudo de planejamento poderá ser realizado de forma a contemplar expansões de Rede Básica.

Dentre as alternativas avaliadas, apenas a Alternativa 1 contemplou a expansão no nível de tensão de 138 kV sem a implantação de uma nova subestação de fronteira. Contudo, mesmo considerando a inserção de dois circuitos no eixo de 138 kV entre Dianópolis II e Chapada da Mangabeira (cerca de 560km de extensão dos dois circuitos) para o suprimento das cargas da região, além de equipamentos para controle de tensão tanto fixos como variáveis, o desempenho elétrico do sistema proposto mostrou-se inferior e não comparável ao das demais alternativas que contemplavam a implantação de uma nova subestação de fronteira.

Cabe destacar que em função da característica radial do sistema de 138kV, das extensões das linhas de distribuição que compõem esse sistema e da previsão do montante de cargas a serem atendidas, seria necessário reforçar ainda mais a rede de distribuição para tornar equivalentes as capacidades de atendimento entre as alternativas estudadas. Ainda assim, as expansões adicionais que poderiam ser consideradas na Alternativa 1 seriam rapidamente superadas com a evolução do mercado, denotando que a alternativa de suprimento exclusivo pela rede de distribuição necessitaria de reforços incrementais de forma contínua para permitir um adequado atendimento da carga.

Sendo assim, por não apresentar desempenho satisfatório e comparável às demais alternativas em estudo, a Alternativa 1 foi descartada dessa análise.

As alternativas 2 a 5 consideraram um novo ponto de suprimento denominado SE Formosa do Rio Preto 230/138kV, localizada onde está previsto o centro de carga da região, interligada ao SIN por meio de diferentes combinações de circuitos em 230kV entre as subestações Gilbués II, Dianópolis II e Barreiras II.

A Alternativa 5 é a recomendada nesse estudo e contempla a implantação, em 2026, de um novo ponto de suprimento 230/138 kV denominado SE Formosa do Rio Preto, com dois autotransformadores de 150MVA cada (6 +1 x 50 MVA), um reator de barra de 30 Mvar, um banco de capacitores de 30 Mvar

e um compensador síncrono (-48/80 Mvar), todos no setor de 230 kV. A conexão à Rede Básica se dará por meio das LTs 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto e Dianópolis II – Formosa do Rio Preto.

É importante destacar que as Alternativas 2, 4 e 5 apresentaram desempenho técnico-econômico semelhantes, com diferença entre os respectivos globais da ordem de 3,0% em relação à Alternativa 2 (de menor valor), como apresentado na Tabela 3-1. Essa diferença caracteriza um empate entre as alternativas e, como critério para desempate, foi considerada como vantagem da Alternativa 5 o fato de que nessa configuração a SE Formosa do Rio Preto 230/138 kV será alimentado por duas subestações diferentes da Rede Básica, a SE Gilbués II 230 kV e SE Dianópolis II 230 kV. Com duas fontes de alimentação provenientes de rotas distintas, confere-se maior confiabilidade e segurança ao suprimento dessa região.

A recomendação de compensação síncrona para o setor de 230 kV da SE Formosa do Rio Preto (-48/80Mvar), visou permitir um adequado controle de tensão quando da ocorrência de contingências ou manobras intempestivas das linhas de transmissão que se conectam à nova subestação e também permitir o aumento na potência de curto-circuito desse sistema.

Tabela 3-1 – Custos de investimento e perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Rendimentos necessários	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 2	422.429,02	0,00	422.429,02	100,0%	1º
Alternativa 3	450.178,58	8.955,52	459.134,10	108,7%	4º
Alternativa 4	401.159,95	22.452,65	423.612,60	100,3%	2º
Alternativa 5	430.398,12	3.022,04	433.420,15	102,6%	3º

As instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira recomendadas nesse estudo perfazem um investimento total da ordem de R\$ 532 milhões, contemplando aproximadamente 390 km de novas linhas de transmissão em 230 kV, uma nova subestação de Rede Básica de Fronteira 230/138 kV – 2 x 150MVA (6+1R x 50 MVA).

As expansões na Rede de Distribuição da Neoenergia Coelba e da Energisa-TO estão correlacionadas ao novo ponto de suprimento e correspondem a cerca de 414 km de linhas em 138 kV e 07 subestações 138/34,5 kV, com um total de 190 MVA de capacidade, totalizando aproximadamente R\$ 550 milhões em investimentos, dos quais R\$ 450 milhões correspondem a obras da Neoenergia Coelba e R\$ 100 milhões da Energisa-TO.

Os reforços da rede de distribuição do Sul Maranhense e Sudoeste do Piauí, informados pela Equatorial-MA e Equatorial-PI, perfazem um total de cerca de R\$ 104 milhões, sendo R\$ 76 milhões referentes às obras no Maranhão e R\$ 28 milhões no Piauí. As estimativas de custos dessas obras foram fornecidas pelas distribuidoras.

4 RECOMENDAÇÕES

Sob o ponto de vista técnico-econômico, recomenda-se a implantação da Alternativa 5. O cronograma de obras referentes à essa alternativa é apresentado na Tabela 4-1 e na Tabela 4-2.

Tabela 4-1 – Alternativa 5– Principais obras em linhas de transmissão

Obra	Ano	Descrição
LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto	2026	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM, 212 km
LT Dianópolis II – Formosa do Rio Preto	2026	Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM, 176 km

Tabela 4-2 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Obra	Ano	Descrição
SE 230 kV Formosa do Rio Preto	2026	1º e 2º ATF 230/138 kV 150 MVA - 1Ø - (6 +1R)x 50 MVA
		Reator de Linha - 3Ø - 10 Mvar Ref. LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto C1
		Reator de Linha - 3Ø - 10 Mvar Ref. LT Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1
		1º banco de capacitores – 230 kV – 1x30 Mvar (3Φ)
		1º reator de barra manobrável - 230 kV – 1x30 Mvar (3Φ)
		1º compensador síncrono – 230 kV – (-48/80) Mvar
SE 230 kV Gilbués II	2026	Reator de Linha - 3Ø - 5Mvar Ref. LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto C1
SE 230 kV Dianópolis II	2026	Reator de Linha - 3Ø - 5Mvar Ref. LT Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1

As obras de distribuição informadas pelas distribuidoras que fazem parte da solução estão listadas nas tabelas seguintes (Tabela 4-3 a Tabela 4-10).

Neoenergia Coelba

Tabela 4-3 – Alternativa 5 – Principais obras linhas de distribuição da Neoenergia Coelba

Obra	Ano	Descrição
LD Dianópolis II – Garganta II	2024	Circuito duplo, 138 kV, 1 x 636 MCM, 43 km ^(*)
LD Garganta II – Panambi	2024	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 64 km ^(*)
LD Formosa do Rio Preto – São Marcelo	2026	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 27 km
LD Formosa do Rio Preto – Coaceral I	2027	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 13 km
LD Coaceral I – Coaceral II	2030	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 40 km
LD Garganta II - Garganta	2030	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 40 km
LD Panambi – São Marcelo	2034	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 59 km

(*) Até a construção da SE Garganta em 2030, o trecho Dianópolis II – Garganta II (nó fictício) operará geminado e continuará em circuito simples até a SE Panambi. A partir de 2030, os circuitos passarão a operar separados, um atendendo a SE Panambi e outro atenderá a SE Garganta.

Tabela 4-4 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Neoenergia Coelba

Obra	Ano	Descrição
SE 138/34,5 kV Panambi	2024	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV São Marcelo	2026	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5kV Coaceral I	2027	1º e 2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Coaceral II	2030	1º e 2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Garganta	2030	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Panambi	2034	2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA

ENERGISA-TO

Tabela 4-5 – Alternativa 5 – Principais obras linhas de distribuição da Energisa-TO

Obra	Ano	Descrição
LD Formosa do Rio Preto – Chapada da Mangabeira	2026	Circuito simples, 138 kV, 336,4 MCM CAA, 85 km

Tabela 4-6 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Energisa-TO

Obra	Ano	Descrição
SE 138/34,5 kV Chapada da Mangabeira	2026	1º TR 138/34,5 kV – 25/28 MVA
SE 138/34,5 kV Chapada da Mangabeira	2031	2º TR 138/34,5 kV – 25/28 MVA

A Figura 4-1 a seguir apresenta o conjunto de expansões previsto na alternativa recomendada.

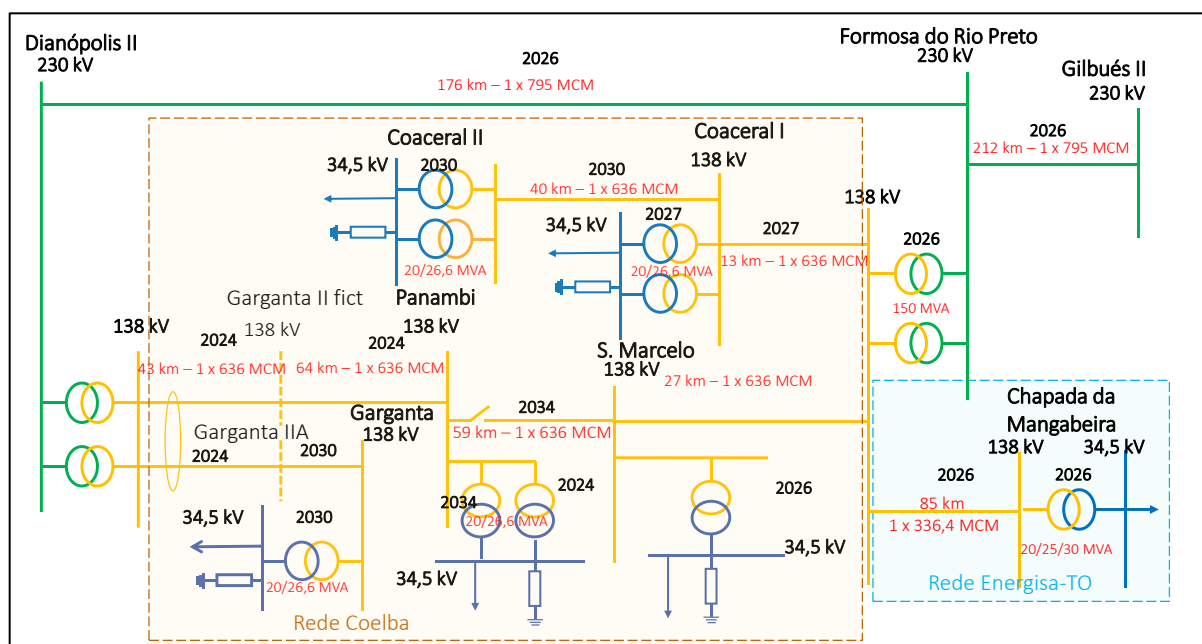


Figura 4-1 – Alternativa 5 - Período 2024 a 2036

EQUATORIAL-MA

Com relação aos reforços da região sul do Maranhão, a Equatorial-MA apresentou dois planos de expansão, um considerando a alimentação proveniente somente da SE Balsas 69 kV (RB) e outro considerando alimentação tanto pela SE Balsas 69 kV (RB) como também pela SE Gilbués II 69 kV (RB). Contudo, conforme informado pela Distribuidora, o plano de obras a ser considerado como referência é o que corresponde à alimentação exclusiva por meio da SE Balsas e que está mostrado na Tabela 4-7 e na Tabela 4-8.

Tabela 4-7 – Principais obras linhas de distribuição da Equatorial-MA – com a alimentação a partir da SE Balsas 69 kV (RB)

Obra	Ano	Descrição
LD Serra do Penitente – Alto Parnaíba C1	2024	Circuito simples, 69 kV, 740,8 MCM Flint, 80 km
LD Balsas (RB) – Serra do Penitente C1	2033	Circuito simples, 69 kV, 740,8 MCM Flint, 157 km

Tabela 4-8 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Equatorial-MA - com a alimentação a partir da SE Balsas 69 kV (RB)

Obra	Ano	Descrição
SE 69/34,5 kV Serra do Penitente	2034	1º TR 69/34,5 kV – (3Φ) – 12,5 MVA
SE 69/13,8 kV Alto Parnaíba	2036	1 TR 69/13,8 kV – (3Φ) - 12,5 MVA

EQUATORIAL-PI

No caso da região atendida pela distribuidora Equatorial Piauí, está prevista a implantação do conjunto de obras destacado na Tabela 4-9 e na Tabela 4-10.

Tabela 4-9 – Principais obras linhas de distribuição da Equatorial-PI

Obra	Ano	Descrição
LD Gilbués II – Corrente C1	2029	Circuito simples, 69 kV, 394,5 MCM Canton, 73 km

Tabela 4-10 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Equatorial-PI

Obra	Ano	Descrição
SE 69/34,5/13,8 kV Corrente	2026	1º TR 69/34,5 kV – (3Φ) – 10/12,5 MVA
		1º TR 34,5/13,8 kV - (3Φ) – 5/6,25 MVA
SE 34,5/13,8 kV Barreiras	2035	1º TR 69/34,5 kV – (3Φ) – 12,5 MVA
SE 34,5/13,8 kV Santa Filomena	2036	1º TR 34,5/13,8 kV - (3Φ) – 5/6,25 MVA

Recomenda-se ainda, que:

- As LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, CS, e LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, CS, recomendadas neste relatório, apresentem os parâmetros e as capacidades apresentadas no ANEXO 19.1;
- O transformador elevador do compensador síncrono seja especificado com potência aparente compatível com a potência máxima do compensador síncrono e sua capacidade de sobrecarga de curta duração. Os equipamentos devem ser equipados com OLTC, com faixa de tapes suficiente para atender toda a excursão de potência reativa do compensador síncrono, medidos na alta tensão (230 kV), para qualquer condição de carga, com rede completa ou alterada e considerando a faixa de tensão operativa de condição normal e de emergência definida nos Procedimentos de Rede do ONS vigentes;
- Para a LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto e LT 230 Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, em circuito simples, com compensação reativa em derivação, recomenda-se DISPENSAR a elaboração do Relatório R2. Apesar do seu comprimento de cerca de 212 km e 176 km, respectivamente, e das características da rede elétrica adjacente, com baixo nível de curto-circuito, os resultados das análises de detalhamento realizadas neste Relatório R1 e os registros de outros estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra em sistemas de 230 kV com alguma similaridade a este caso permitem adotar essa recomendação;
- Entretanto, sugere-se que caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões e/ou energias nos para-raios de óxido metálico, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a LT objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente ou equipamentos, seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos transitórios eletromagnéticos de manobra como, por exemplo, a utilização de dispositivos sincronizadores ou resistores de pré-inserção;
- Adicionalmente, a EPE recomenda a elaboração dos Relatórios R3 e R5 para as LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto e LT Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, em circuito simples, e a SE Formosa do Rio Preto 230/138 kV, observando as recomendações para a elaboração do R3 apresentadas na Nota Técnica EPE/DEA/SMA 010/2021, item 19.8.

5 DADOS, PREMISSAS E CRITÉRIOS

5.1 Critérios Básicos

Os critérios e procedimentos utilizados no estudo estão de acordo com o documento “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão - CCPE/CTET - Janeiro/2001”[4].

Foram seguidas as diretrizes para elaboração da documentação necessária para se recomendar à ANEEL uma nova instalação de transmissão integrante da Rede Básica através de ato licitatório, definidas no documento publicado pela EPE denominado “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, [5], além das premissas apresentadas nos subitens a seguir, onde se destacam:

- Manter o conceito de mínimo custo global para a escolha da alternativa;
- Atendimento ao critério de confiabilidade “N-1” para as instalações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira;
- O estudo foi realizado para um período de 11 anos, tendo por ano inicial 2026 e como horizonte o ano de 2036.

Ressalta-se que, além das simulações de fluxo de carga, serão analisados os níveis de curto-circuito da alternativa selecionada para a expansão do sistema, tanto em sua configuração inicial como no ano horizonte do estudo.

5.2 Base de Dados

Considerou-se como referência para as simulações de fluxo de potência a base de dados correspondente ao Plano Decenal 2029, com as atualizações pertinentes de mercado para a região de interesse.

5.3 Mercado

As projeções de demanda a serem consideradas no caso base são aquelas referentes ao Plano Decenal de Expansão 2029, da EPE, com as atualizações das projeções da carga encaminhadas pelas distribuidoras (Coelba/Neoenergia, Energisa-TO, Equatorial-MA e Equatorial-PI), como descrito a seguir.

5.3.1 Neoenergia Coelba

Quanto ao mercado da Neoenergia Coelba na região de interesse, será considerado o mercado referente ao cenário “base”, apresentado no documento [3]. Na elaboração das projeções de mercado foram considerados os seguintes pontos:

- Conexão das fazendas off-grid (total de 40 fazendas);
- Desativação de geração a diesel utilizadas em fazendas on-grid;
- Instalação de mais plantas de beneficiamento de algodão;
- Aumento de capacidade do armazenamento de grãos;
- Números verificados na parte centro-sul da região Oeste da Bahia;
- Uso de irrigação, com demanda estimada de 0,2817 kW/ha.

Para o ano horizonte (2036) foi realizada para a alternativa recomendada uma análise de sensibilidade considerando os mercados referentes aos cenários “otimista” e “pessimista” para avaliar o impacto da incerteza do crescimento do mercado nas recomendações de reforços da rede.

O mercado na área de interesse, fornecido pela Neoenergia Coelba, é apresentado a seguir conforme Tabela 5-1 até Tabela 5-5. Os valores de carga máxima apresentados na Tabela 5.4 referem-se àqueles previstos para o horário a partir das 23 horas, horário em que as cargas irrigantes estariam em operação.

Tabela 5-1 – Neoenergia Coelba - Patamar de Carga Pesada – Cenário Base

Barramento	Carga Pesada (MW)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Garganta 34,5 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	4,21	4,74	5,28	5,88	6,55	7,30	8,14
Panambi 34,5 kV	3,37	6,02	6,87	7,83	4,73	5,33	5,94	6,61	7,37	8,21	9,15
S. Marcelo 34,5 kV	5,28	5,50	6,27	7,15	3,19	3,59	4,00	4,46	4,97	5,54	6,17
Coaceral I 34,5 kV	0,00	3,94	4,49	5,12	4,97	5,60	6,24	6,95	7,74	8,63	9,61
Coaceral II 34,5 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	5,84	6,58	7,33	8,17	9,10	10,15	11,30
TOTAL	8,65	15,45	17,63	20,11	22,94	25,83	28,79	32,08	35,74	39,83	44,38

Tabela 5-2 – Neoenergia Coelba - Patamar de Carga Média – Cenário Base

Barramento	Carga Média (MW)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Garganta 34,5 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	11,82	13,31	14,83	16,52	18,41	20,52	22,86
Panambi 34,5 kV	9,47	16,91	19,29	22,01	13,29	14,97	16,68	18,58	20,71	23,07	25,71
S. Marcelo 34,5 kV	14,83	15,44	17,62	20,10	8,97	10,10	11,25	12,54	13,97	15,57	17,35
Coaceral I 34,5 kV	0,00	11,06	12,62	14,39	13,96	15,72	17,52	19,52	21,75	24,24	27,01
Coaceral II 34,5 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	16,42	18,49	20,60	22,96	25,58	28,50	31,76
TOTAL	24,30	43,41	49,53	56,51	64,47	72,58	80,88	90,12	100,42	111,90	124,69

Tabela 5-3 – Neoenergia Coelba - Patamar de Carga Máxima – Cenário Base

Barramento	Carga Máxima (MW) (horário carga leve)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Garganta 34,5 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	12,83	14,44	16,09	17,93	19,98	22,26	24,81
Panambi 34,5 kV	10,27	18,35	20,94	23,89	14,42	16,24	18,10	20,16	22,47	25,04	27,90
S. Marcelo 34,5 kV	16,10	16,76	19,12	21,81	9,73	10,96	12,21	13,61	15,16	16,89	18,82
Coaceral I 34,5 kV	0,00	12,00	13,69	15,62	15,15	17,06	19,01	21,18	23,61	26,30	29,31
Coaceral II 34,5 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	17,82	20,06	22,36	24,91	27,76	30,93	34,47
TOTAL	26,37	47,11	53,75	61,32	69,96	78,77	87,77	97,80	108,98	121,43	135,31

Tabela 5-4 – Neoenergia Coelba - Patamar de Carga Leve – Cenário Base

Barramento	Carga Leve (MW)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Garganta 34,5 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	5,67	6,38	7,11	7,93	8,83	9,84	10,97
Panambi 34,5 kV	4,54	8,11	9,25	10,56	6,38	7,18	8,00	8,91	9,93	11,07	12,33
S. Marcelo 34,5 kV	7,12	7,41	8,45	9,64	4,30	4,84	5,40	6,01	6,70	7,47	8,32
Coaceral I 34,5 kV	0,00	5,30	6,05	6,90	6,70	7,54	8,40	9,36	10,43	11,63	12,96
Coaceral II 34,5 kV	0,00	0,00	0,00	0,00	7,88	8,87	9,88	11,01	12,27	13,67	15,24
TOTAL	11,66	20,82	23,76	27,11	30,92	34,82	38,80	43,23	48,17	53,68	59,81

Tabela 5-5 – Patamares de Carga Máxima – Cenário Otimista, Base e Pessimista – Ano 2036 (análise de sensibilidade)

Barramento	Carga Máxima (MW) – Ano 2036		
	Cenário Pessimista	Cenário Base	Cenário Otimista
Garganta 34,5 kV	17,32	24,81	27,91
Panambi 34,5 kV	5,69	27,90	9,17
S. Marcelo 34,5 kV	19,48	18,82	31,39
Coaceral I 34,5 kV	6,40	29,31	10,32
Coaceral II 34,5 kV	13,14	34,47	21,18
TOTAL	94,48	135,31	152,24

5.3.2 Energisa-TO

Para definição da projeção de mercado da região de Mateiros [7], considerada como região de interesse para esse estudo, foram considerados: a taxa de crescimento vegetativo, a demanda reprimida e o potencial de irrigação para definição de cenários.

- Taxa de crescimento: 5% a.a. com base no estudo de mercado.
- Demanda reprimida: consideradas consultas de acesso solicitadas.
- Potencial de irrigação: considerada uma área irrigável de 116.000 ha, com demanda estimada de 0,2817 kW/ha, resultando em 14,5 MW.

Foram projetados, então, três cenários:

- Cenário Pessimista: considerando apenas o crescimento vegetativo de 5% aa;
- Cenário Base: considerando o crescimento vegetativo somado à demanda reprimida de 21 MW em 10 anos;
- Cenário Otimista: considerando a projeção do cenário Base acrescido do potencial de irrigação de 14,5 MW em 10 anos.

Nesse estudo, foi considerada a projeção de cargas referentes ao Cenário Otimista, que compreende o potencial de irrigação a ser atendido, além da demanda reprimida e do crescimento vegetativo.

Em virtude de haver uma alternativa de suprimento à região de Matopiba com expansão em 138 kV e outras com um novo ponto de suprimento de Rede Básica, em que as datas para conexão da SE Chapada das Mangabeiras se daria em datas diferentes, a Energisa-TO encaminhou duas projeções de mercado. A primeira, considerando uma alternativa de atendimento em 138 kV a partir do eixo Dianópolis II - Panambi, na qual a rede em 138 kV só estaria disponível a partir de 2030 com a entrada

da SE Coaceral II 138/34,5 kV. A segunda, considerando um ponto de suprimento 230/138 kV em Formosa do Rio Preto, a partir de 2026, em que a conexão se daria a partir desse ano. No entanto, de modo a equalizar as alternativas, foi considerado o mesmo mercado para todas as alternativas. Essas projeções são apresentadas na Tabela 5-6.

Tabela 5-6 – Patamares de Cargas Pesada, Média, Máxima e Leve

Barramento	Carga Pesada (MW)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Chapada da Mangabeira 34,5 kV	4,88	8,68	12,48	16,30	20,13	23,98	27,84	31,72	35,61	39,52	43,45
	Carga Média (MW)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Chapada da Mangabeira 34,5 kV	3,5	6,2	9,0	11,7	14,5	17,2	20,0	22,8	25,6	28,4	31,2
	Carga Máxima (MW) (horário carga leve)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Chapada da Mangabeira 34,5 kV	2,57	4,57	6,57	8,58	10,59	12,62	14,65	16,69	18,74	20,80	22,87
	Carga Leve (MW)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Chapada da Mangabeira 34,5 kV	1,24	2,21	3,18	4,15	5,12	6,10	7,08	8,07	9,06	10,06	11,06

Tabela 5-7 – Patamares de Carga Pesada – Cenários Otimista, Base e Pessimista – Ano 2036 (análise de sensibilidade)

Barramento	Carga Máxima (MW) – Ano 2036		
	Cenário Pessimista	Cenário Base	Cenário Otimista
Chapada das Mangabeiras 34,5 kV	7,97	28,96	43,45
TOTAL	7,97	28,96	43,45

5.3.3 Equatorial MA

Para definição da projeção de mercado da região de interesse (eixo de Baixo Penitente, regional de Balsas) pela Equatorial- MA [8], foram consideradas três premissas para definição dos cenários de evolução de carga:

- Taxa de crescimento vegetativo, considerando o histórico e a situação econômica e da infraestrutura da região em questão: taxa de crescimento de 3,5% a.a.;

- Demanda reprimida, considerando as viabilidades técnicas de atendimento solicitadas à distribuidora e a parcela de geração *off-grid* utilizando gerador a diesel: conforme consultas realizadas, esse valor seria de 8,1 MW na região;
- Potencial de irrigação, relacionando a área agricultável disponível para irrigação e a carga para atendê-la e tendo como base algumas amostras de clientes irrigantes nas proximidades de Balsas a relação kW por hectare irrigado é de 0,2575 kW/ha. Considerando 30.000 ha de solo irrigável no Alto Parnaíba chegou-se ao valor de 7,73 MW como mercado potencial na área em estudo.

A partir do estabelecimento dessas premissas, a projeção de mercado seguiu em duas etapas. A primeira etapa, que vai até 2030, considera apenas o crescimento vegetativo da região. A partir de 2030, considerou-se a possibilidade de conexão de novas cargas (demanda reprimida ou gerações *off-grid*). Assim, as análises realizadas levaram a três cenários: cenário otimista com crescimento de 11,2% aa; cenário base crescendo 8,1% aa; e cenário pessimista com 3,5% de crescimento aa.

Foi adotada nesse estudo a projeção referente ao cenário otimista, de modo a considerar o mercado potencial de irrigação da região, além do crescimento vegetativo, da demanda reprimida e da conexão de cargas alimentadas por geração *off-grid*. As projeções de mercado são apresentadas nas Tabela 5-8 a Tabela 5-10.

Tabela 5-8 – Projeção de Mercado - Patamar de Carga Pesada – Cenário Otimista

Barramento	Carga Pesada (MW)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Campos Gerais 34,5 kV	4,45	4,59	4,73	4,87	5,00	5,08	5,56	6,08	6,66	7,28	7,97
Balsas B1 13,8 kV	6,16	6,39	6,62	6,85	7,07	7,32	7,58	7,85	8,12	8,41	8,71
Balsas B2 13,8 kV	8,78	8,76	8,68	8,64	8,54	8,85	9,16	9,49	9,83	10,18	10,55
Balsas 34,5 kV	4,21	4,30	4,39	4,45	4,51	4,60	4,69	4,79	4,88	4,98	5,08
S. R. Mangabeiras 34,5 kV	0,95	0,97	0,98	1,00	1,01	1,03	1,05	1,06	1,08	1,10	1,12
S. R. Mangabeiras 13,8 kV	3,80	3,94	4,09	4,22	4,35	4,53	4,71	4,90	5,09	5,30	5,51
Serra do Penitente 34,5 kV	2,84	2,90	2,97	3,03	3,09	3,17	3,47	3,80	4,15	4,54	4,97
Tasso Fragoso 34,5 kV	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Tasso Fragoso 13,8 kV	0,87	0,91	0,96	1,01	1,05	1,15	1,26	1,38	1,51	1,65	1,81
Riachão 34,5 kV	6,47	6,63	6,81	6,96	7,11	7,27	7,44	7,61	7,78	7,96	8,14
Riachão 13,8 kV	2,14	2,20	2,26	2,33	2,38	2,45	2,51	2,58	2,65	2,73	2,80
Baixo Penitente 34,5 kV	0,36	0,37	0,38	0,39	0,41	0,44	0,49	0,53	0,58	0,64	0,70
Ilha de Balsas 34,5 kV	0,41	0,41	0,42	0,42	0,42	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48
Renascença 13,8 kV	1,46	1,49	1,53	1,56	1,60	1,63	1,67	1,70	1,74	1,78	1,82
Agrovila 13,8 kV	0,44	0,47	0,49	0,51	0,53	0,56	0,59	0,61	0,64	0,67	0,70
Alto Parnaíba 13,8 kV	3,00	3,05	3,10	3,15	3,20	4,27	4,67	5,11	5,59	6,11	6,69
Loreto 13,8 kV	2,32	2,39	2,46	2,53	2,60	2,67	2,74	2,81	2,89	2,97	3,05
Balsas III 13,8 kV	11,48	12,12	12,87	13,52	14,24	14,75	15,28	15,83	16,39	16,98	17,59
TOTAL	60,14	61,89	63,75	65,46	67,13	70,22	73,31	76,59	80,07	83,76	87,68

Tabela 5-9 – Projeção de Mercado - Patamar de Carga Média – Cenário Otimista

Barramento	Carga Média (MW)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Campos Gerais 34,5 kV	4,04	4,14	4,24	4,36	4,46	4,54	4,96	5,43	5,94	6,50	7,11
Balsas B1 13,8 kV	5,39	5,54	5,74	6,01	6,25	6,47	6,70	6,94	7,19	7,44	7,71
Balsas B2 13,8 kV	12,68	12,65	12,65	12,62	12,55	13,00	13,46	13,94	14,44	14,96	15,50
Balsas 34,5 kV	5,34	5,46	5,60	5,76	5,90	6,01	6,13	6,25	6,38	6,51	6,64
S. R. Mangabeiras 34,5 kV	1,15	1,17	1,21	1,25	1,27	1,29	1,31	1,33	1,36	1,38	1,40
S. R. Mangabeiras 13,8 kV	3,18	3,28	3,38	3,51	3,60	3,75	3,90	4,05	4,22	4,38	4,56
Serra do Penitente 34,5 kV	2,74	2,81	2,90	3,01	3,09	3,17	3,47	3,80	4,16	4,55	4,98
Tasso Fragoso 34,5 kV	0,60	0,62	0,65	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Tasso Fragoso 13,8 kV	0,80	0,83	0,85	0,88	0,90	0,99	1,08	1,18	1,29	1,41	1,55
Riachão 34,5 kV	4,18	4,22	4,28	4,34	4,38	4,48	4,58	4,68	4,79	4,90	5,01
Riachão 13,8 kV	1,86	1,90	1,95	2,01	2,06	2,12	2,17	2,23	2,30	2,36	2,42
Baixo Penitente 34,5 kV	0,39	0,40	0,41	0,42	0,43	0,47	0,51	0,56	0,62	0,67	0,74
Ilha de Balsas 34,5 kV	0,46	0,47	0,48	0,49	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56
Renascer 13,8 kV	1,29	1,31	1,33	1,35	1,37	1,40	1,43	1,47	1,50	1,53	1,56
Agrovila 13,8 kV	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38	0,40	0,42	0,44	0,46	0,48	0,50
Alto Parnaíba 13,8 kV	2,16	2,20	2,24	2,29	2,33	3,12	3,41	3,73	4,08	4,47	4,89
Loreto 13,8 kV	1,97	2,02	2,12	2,22	2,26	2,32	2,38	2,45	2,52	2,58	2,65
Balsas III 13,8 kV	10,22	10,90	11,51	12,29	12,90	13,36	13,84	14,34	14,85	15,38	15,94
TOTAL	58,79	60,28	61,92	63,86	65,31	68,06	70,96	74,03	77,28	80,72	84,36

Tabela 5-10 – Projeção de Mercado - Patamar de Carga Leve – Cenário Otimista

Barramento	Carga Leve (MW)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Campos Gerais 34,5 kV	0,98	1,03	1,08	1,12	1,17	1,19	1,30	1,43	1,56	1,71	1,87
Balsas B1 13,8 kV	3,80	3,94	4,09	4,26	4,45	4,61	4,77	4,94	5,12	5,30	5,49
Balsas B2 13,8 kV	6,77	6,71	6,66	6,58	6,48	6,71	6,95	7,20	7,46	7,73	8,00
Balsas 34,5 kV	2,33	2,44	2,55	2,66	2,77	2,82	2,88	2,93	2,99	3,05	3,11
S. R. Mangabeiras 34,5 kV	0,49	0,52	0,54	0,56	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63	0,64	0,65
S. R. Mangabeiras 13,8 kV	2,14	2,22	2,30	2,38	2,46	2,56	2,66	2,77	2,88	2,99	3,11
Serra do Penitente 34,5 kV	1,11	1,18	1,25	1,31	1,39	1,42	1,56	1,70	1,86	2,04	2,23
Tasso Fragoso 34,5 kV	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Tasso Fragoso 13,8 kV	0,60	0,62	0,64	0,65	0,67	0,73	0,80	0,88	0,96	1,05	1,15
Riachão 34,5 kV	1,86	1,91	1,95	1,99	2,04	2,08	2,12	2,16	2,21	2,25	2,30
Riachão 13,8 kV	1,23	1,27	1,30	1,34	1,38	1,42	1,46	1,50	1,54	1,58	1,63
Baixo Penitente 34,5 kV	0,20	0,20	0,21	0,21	0,21	0,23	0,25	0,28	0,30	0,33	0,36
Ilha de Balsas 34,5 kV	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,30	0,30	0,31	0,31	0,32	0,33
Renascer 13,8 kV	0,48	0,49	0,50	0,51	0,53	0,54	0,55	0,56	0,57	0,59	0,60
Agrovila 13,8 kV	0,24	0,25	0,25	0,26	0,27	0,28	0,30	0,31	0,32	0,34	0,36

Barramento	Carga Leve (MW)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Alto Parnaíba 13,8 kV	1,11	1,14	1,16	1,18	1,21	1,62	1,77	1,93	2,11	2,31	2,53
Loreto 13,8 kV	1,17	1,21	1,29	1,35	1,39	1,43	1,46	1,50	1,55	1,59	1,63
Balsas III 13,8 kV	7,51	8,16	8,70	9,26	9,83	10,19	10,55	10,93	11,32	11,73	12,15
TOTAL	32,65	33,94	35,14	36,34	37,52	39,12	40,70	42,36	44,10	45,94	47,89

Tabela 5-11 – Patamares de Carga Pesada – Cenários Otimista, Base e Pessimista – Ano 2036 (análise de sensibilidade)

Barramento	Carga Pesada (MW) – Ano 2036		
	Cenário Pessimista	Cenário Base	Cenário Otimista
Campos Gerais 34,5 kV	6,15	7,47	7,97
Balsas B1 13,8 kV	8,69	8,71	8,71
Balsas B2 13,8 kV	10,50	10,55	10,55
Balsas 34,5 kV	5,54	5,08	5,08
S. R. Mangabeiras 34,5 kV	1,24	1,12	1,12
S. R. Mangabeiras 13,8 kV	5,35	5,51	5,51
Serra do Penitente 34,5 kV	3,80	4,61	4,97
Tasso Fragoso 34,5 kV	0,01	0,01	0,01
Tasso Fragoso 13,8 kV	1,29	1,57	1,81
Riachão 34,5 kV	8,74	8,14	8,14
Riachão 13,8 kV	2,93	2,80	2,80
Baixo Penitente 34,5 kV	0,49	0,61	0,70
Ilha de Balsas 34,5 kV	0,52	0,48	0,48
Renascer 13,8 kV	1,97	1,82	1,82
Agrovila 13,8 kV	0,65	0,70	0,70
Alto Parnaíba 13,8 kV	3,93	4,77	6,69
Loreto 13,8 kV	3,20	3,05	3,05
Balsas III 13,8 kV	17,50	17,59	17,59
TOTAL	82,50	84,59	87,68

5.3.4 Equatorial-PI

A projeção de mercado para os municípios de Barreiras do Piauí, São Gonçalo da Gurguéia, Corrente e Cristalândia do Piauí foi objeto do estudo “Prospecção de Mercado – Sudoeste do Piauí – Eixo Gilbués/Corrente [9], realizado pela Equatorial-PI.

O estudo teve como base as cargas atendidas pelas subestações Gilbués, Gilbués II, Corrente e Santa Filomena (Eixo Gilbués/Corrente). Além do crescimento vegetativo, foram analisadas a possível demanda reprimida e as cargas irrigantes da região.

Apesar do grande potencial agrícola da região sudoeste do estado, no eixo Gilbués/Corrente não há cargas relevantes de clientes rurais irrigantes. Atualmente, na região compreendida pelos quatro municípios em análise, há apenas 2 clientes rurais irrigantes localizados no município de Corrente.

Adicionalmente, a partir da análise dos pedidos de ligação para o eixo Gilbués/Corrente, a Energisa-PI observou que não há demanda reprimida. A região é atendida pela SE Gilbués II 230/69 kV – 2 x 50 MVA, que entrou em operação em 2018, não havendo déficit que impossibilite a concessionária de atender as solicitações de ligação, que são predominantemente residenciais.

Para a prospecção do mercado da região de interesse, foram criados 3 cenários de crescimento:

- Cenário Otimista: considera o crescimento vegetativo da região, baseado em perspectivas econômicas OTIMISTAS para o estado do Piauí;
- Cenário Base: considera o crescimento vegetativo da região, baseado em perspectivas econômicas BASE para o estado do Piauí;
- Cenário Pessimista: considera o crescimento vegetativo da região, baseado em perspectivas econômicas PESIMISTAS para o estado do Piauí.

Com base no relatório encaminhado pela Equatorial-PI, foram consideradas as projeções referentes ao cenário Base, apresentadas nas Tabela 5-12 a Tabela 5-14.

Tabela 5-12 - Projeção de Mercado - Patamar de Carga Pesada – Cenário Base – Equatorial-PI

Barramento	Carga Pesada (MW)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CORREN-PI034	0,33	0,35	0,36	0,37	0,39	0,40	0,42	0,44	0,45	0,47	0,49
REGCRT-PI013	5,36	5,54	5,75	5,97	6,22	6,47	6,73	7,00	7,27	7,55	7,84
GILBUE-PI034	3,17	3,28	3,41	3,54	3,68	3,83	3,99	4,14	4,30	4,47	4,64
S.GONC-PI034	0,79	0,81	0,84	0,88	0,91	0,95	0,99	1,03	1,07	1,11	1,15
GILBUE-PI013	1,42	1,47	1,52	1,58	1,65	1,72	1,78	1,85	1,93	2,00	2,08
S.FILO-PI013	0,81	0,84	0,87	0,90	0,94	0,98	1,02	1,06	1,10	1,14	1,18
BARREI-PI013	0,36	0,37	0,38	0,40	0,41	0,43	0,45	0,47	0,48	0,50	0,52
Gilbués II- 69	11,62	12,09	12,40	12,85	13,31	13,78	14,25	14,74	15,24	15,75	16,27
TOTAL	23,5	24,8	25,5	26,5	27,5	28,6	29,6	30,7	31,8	33,0	34,2

Tabela 5-13 – Projeção de Mercado - Patamar de Carga Média – Cenário Base – Equatorial-PI

Barramento	Carga Média (MW)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CORREN-PI034	0,35	0,36	0,38	0,39	0,41	0,42	0,44	0,46	0,48	0,49	0,51
REGCRT-PI013	4,67	4,83	5,01	5,21	5,42	5,64	5,87	6,10	6,34	6,58	6,83
GILBUE-PI034	3,20	3,31	3,43	3,56	3,71	3,86	4,02	4,17	4,34	4,50	4,67
S.GONC-PI034	0,91	0,94	0,97	1,01	1,05	1,09	1,14	1,18	1,23	1,28	1,33
GILBUE-PI013	1,29	1,33	1,38	1,44	1,50	1,56	1,62	1,68	1,75	1,81	1,88
S.FILO-PI013	0,74	0,76	0,79	0,82	0,86	0,89	0,93	0,96	1,00	1,04	1,08
BARREI-PI013	0,31	0,32	0,34	0,35	0,36	0,38	0,39	0,41	0,42	0,44	0,46
Gilbués II- 69	8,84	9,19	9,43	9,77	10,12	10,47	10,84	11,21	11,59	11,98	12,37
TOTAL	20,3	21,1	21,7	22,6	23,4	24,3	25,2	26,2	27,1	28,1	29,1

Tabela 5-14 – Projeção de Mercado - Patamar de Carga Leve – Cenário Base – Equatorial-PI

Barramento	Carga Leve (MW)										
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
CORREN-PI034	0,24	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,30	0,31	0,32	0,34	0,35
REGCRT-PI013	2,44	2,53	2,62	2,73	2,84	2,95	3,07	3,19	3,32	3,44	3,58
GILBUE-PI034	1,55	1,60	1,66	1,73	1,80	1,87	1,95	2,02	2,10	2,18	2,27
S.GONC-PI034	0,48	0,49	0,51	0,53	0,55	0,58	0,60	0,62	0,65	0,67	0,70
GILBUE-PI013	0,48	0,49	0,51	0,53	0,55	0,58	0,60	0,62	0,65	0,67	0,70
S.FILO-PI013	0,36	0,37	0,38	0,40	0,42	0,43	0,45	0,47	0,49	0,50	0,52
BARREI-PI013	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20	0,20	0,21	0,22	0,23	0,24	0,25
Gilbués II- 69	6,17	6,42	6,59	6,82	7,07	7,32	7,57	7,83	8,10	8,37	8,37
TOTAL	11,9	12,3	12,7	13,2	13,7	14,2	14,8	15,3	15,8	16,4	17,0

Tabela 5-15 – Patamares de Carga Pesada – Cenários Otimista, Base e Pessimista – Ano 2036 (análise de sensibilidade)

Barramento	Carga Pesada (MW) – Ano 2036		
	Cenário Pessimista	Cenário Base	Cenário Otimista
CORREN-PI034	0,43	0,49	0,55
REGCRT-PI013	6,92	7,84	8,83
GILBUE-PI034	4,10	4,64	5,23
S.GONC-PI034	1,02	1,15	1,30
GILBUE-PI013	1,84	2,08	2,34
S.FILO-PI013	1,05	1,18	1,33
BARREI-PI013	0,46	0,52	0,59
Gilbués II- 69	16,27	16,27	16,27
TOTAL	32,09	34,2	36,44

5.3.5 Considerações sobre as projeções de mercado

Os relatórios de prospecção de mercado apresentados por cada Distribuidora foram as principais referências para determinação das taxas de crescimento da carga utilizadas como base para a montagem dos cenários avaliados nesse estudo. Nos relatórios complementares, as Distribuidoras apresentaram, dentre outros dados, um levantamento próprio sobre o quantitativo de áreas irrigáveis ainda disponíveis nos principais municípios que compõem as regiões de interesse. Em combinação com a informação histórica de demanda por hectare irrigado, foi possível estimar os crescimentos de carga para os próximos anos e utilizar essa informação nas análises do estudo.

Cabe destacar, no entanto, que durante a realização das avaliações desse estudo, novas informações sobre as áreas irrigáveis dos estados do Maranhão, Tocantins, Piauí e Bahia, foram recebidas e avaliadas pela EPE. O principal documento disponibilizado para análise foi o estudo "Análise Territorial para a Agricultura Irrigada no Brasil" [10], lançado pelo Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR) e que buscou fundamentar um plano de ação do MDR nesta área para o período de 2020-2023.

Com base nas informações disponibilizadas e com o objetivo de ratificar as premissas adotadas por cada Distribuidora, comparou-se na Tabela 5-16 os quantitativos de áreas irrigáveis apresentadas com aquelas disponibilizadas na referência [10].

Tabela 5-16 – Comparação entre os dados de áreas irrigáveis

UF	Municípios	Área irrigável – ha (MDR ref [10])	Área irrigável - ha (Distribuidora)
MA	Alto Parnaíba	21293	30000
TO	Mateiros, Rio da Conceição, Almas, Ponte Alta do Tocantins, Novo Acordo, São Félix do Tocantins	91375	116000
PI	Barreiras do Piauí, São Gonçalo da Gurguéia, Corrente e Cristalândia do Piauí	5319	-*
BA	Formosa do Rio Preto	63730	50544

*Área irrigável específica dos municípios não foi informada pela Distribuidora. Contudo, devido à pequena disponibilidade de áreas irrigáveis e a relação kw/ha da ordem de 0,28, a projeção informada pela Equatorial-PI é suficiente para contemplar toda o potencial da área irrigável informada pelo MDR.

Conforme pode ser observado na Tabela 5-16, as estimativas de áreas irrigáveis realizadas pelas Distribuidoras, com exceção para o estado da Bahia, apresentam-se mais otimistas do que as identificadas no estudo de referência [10]. Contudo, tendo em vista que no estabelecimento de cenários de crescimento de mercado foram adotadas diferentes projeções (pessimista, base e otimista), foi possível contemplar os efeitos dessas diferenças de áreas irrigáveis nas estimativas de crescimento de mercado e, portanto, não houve impacto nas simulações realizadas antes do recebimento desses dados.

5.4 Horizonte do Estudo

Como estabelecido no Termo de Referência do estudo [11], as análises contemplaram o período 2026-2036, inclusive.

5.5 Cenários de Geração

As simulações de fluxo de potência foram realizadas a partir da base de dados do Plano Decenal 2029, sem alteração em relação aos despachos das usinas, considerando o cenário Norte Seco e o cenário Norte Úmido.

Para avaliação do desempenho do sistema foram simulados os patamares de carga Pesada, Média e Leve e Máxima (horário de carga Leve), este último de forma a contemplar as cargas irrigantes da Neoenergia Coelba, predominantes neste patamar.

5.6 Limites Operativos

5.6.1 Tensão

Os níveis de tensão admissíveis em regime permanente para cada classe de tensão envolvida são apresentados na Tabela 5-17.

Tabela 5-17 - Níveis de tensão admissíveis para cada classe de tensão

Tensão Nominal	Tensão Mínima	Tensão Máxima
69 kV	65 kV (0,95 PU)	72 kV (1,05 PU)
138 kV	131 kV (0,95 PU)	145 kV (1,05 PU)
230 kV	218 kV (0,95 PU)	242 kV (1,05 PU)
500 kV	475 kV (0,95 PU)	550 kV (1,10 PU)

5.6.2 Carregamento

Para as linhas e transformadores existentes serão utilizados os limites de carregamentos de curta e longa duração constantes nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, com restrições de equipamentos terminais. Para os novos equipamentos a serem instalados na rede, levar em consideração as recomendações contidas na Resolução nº 191 da ANEEL para determinação das capacidades em contingência. No caso de transformadores novos, será considerada a capacidade operativa de curta duração correspondente a 120% da capacidade nominal do equipamento.

Para as linhas existentes e futuras com tensão inferior a 230 kV, serão utilizados os valores informados pelas empresas distribuidoras participantes do estudo.

5.6.3 Fator de Potência

O fator de potência a ser observado nos pontos de fronteira com a Rede Básica deverá situar-se entre 0,95 indutivo e 1,00 para os pontos de 138 kV ou 69 kV.

5.7 Parâmetros econômicos

Para a estimativa dos investimentos associados às alternativas analisadas foi utilizado o documento: "Base de Referência de Preços ANEEL – abril de 2021", [6]. Salienta-se, no entanto, que esses são valores de referência, compostos por custos médios de mercado, e utilizados apenas para comparação de alternativas em estudos de planejamento, não servindo como base para orçamentos executivos do empreendimento. Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2022 com taxa de retorno de 8% ao ano.

Para cálculo de perdas elétricas foram simulados os patamares de carga pesada, média, máxima e leve. O custo das perdas foi calculado com base no custo marginal de expansão da geração informado pela EPE de 187,46 R\$/MWh.

6 DIAGNÓSTICO

6.1 Região norte do Oeste da Bahia

Com relação ao atendimento a região sul do Oeste da Bahia, a entrada 230/138 kV em operação da SE Rio Grande II 230/138 kV, inicialmente com 1 x 100 MVA e posteriormente expandida para 2 x 100 MVA, aliviou o sistema elétrico da região, possibilitando o atendimento a novas cargas. No entanto, o crescimento expressivo da carga na região mais ao sul da SE Rio Grande II, levou à necessidade de nova expansão, com a recomendação de novo ponto de suprimento, a SE 230/69 kV Rio Formoso II, alimentada pela LT 230 kV Barreiras II – Rio Formoso II CD (C1 e C2) [12]. Ainda nessa região, realizou-se estudo subsequente que recomendou a implantação da LT 230 kV Barreiras II – Barreiras, C3, e LT 230 kV Rio das Éguas – Rio Grande II, C1, [13].

A experiência vivenciada pela Neoenergia Coelba para essa região, levou à realização de estudos de prospecção de mercado para a região ao norte da SE Rio Grande II (município de Formosa do Rio Preto), que apresenta as mesmas características da região sul do Oeste da Bahia. Essa região, de grande vocação para o agronegócio, é alimentada hoje em 34,5 kV através de pontos de conexão de fronteira (Dianópolis e Coaceral) partindo da subestação Dianópolis 34,5 kV e LD 34,5 kV UHE Isamu Ikeda – Ponte Alta, de propriedade da Energisa-TO. Adicionalmente, há inúmeras cargas *off-grid*, alimentadas por geração a diesel. Os resultados dessa prospecção de mercado, item 5.3 indicam a necessidade de realização de estudo de planejamento para o atendimento ao potencial agrícola da região.

6.2 Região de Mateiros - Tocantins

A região de Mateiros é suprida pela LD 34,5 kV UHE Isamu Ikeda – Ponte Alta, e também por fonte de geração a diesel nas SEs Mateiros (2 x 750W) e São Felix (750W) para alimentação a jusante em caso de contingência, incluindo o suprimento do ponto de conexão SE Coaceral 34,5 kV (Neoenergia Coelba), como mostrado no diagrama da Figura 1-2.

As projeções de mercado apresentadas na Tabela 5-6 reforçam a necessidade de estudo de planejamento para o atendimento da região, que além permitir o atendimento ao crescimento do agronegócio, mitigaria o uso de geração a diesel.

6.3 Região Sul do Maranhão

A mesorregião Sul Maranhense, que compreende as microrregiões de Chapada das Mangabeiras e Gerais de Balsas, é suprida radialmente pela SE Balsas 230/69 kV – 2 x 100 MVA. Esse sistema,

PLANO DECENAL DE TRANSMISSÃO - CICLO 2021/2030

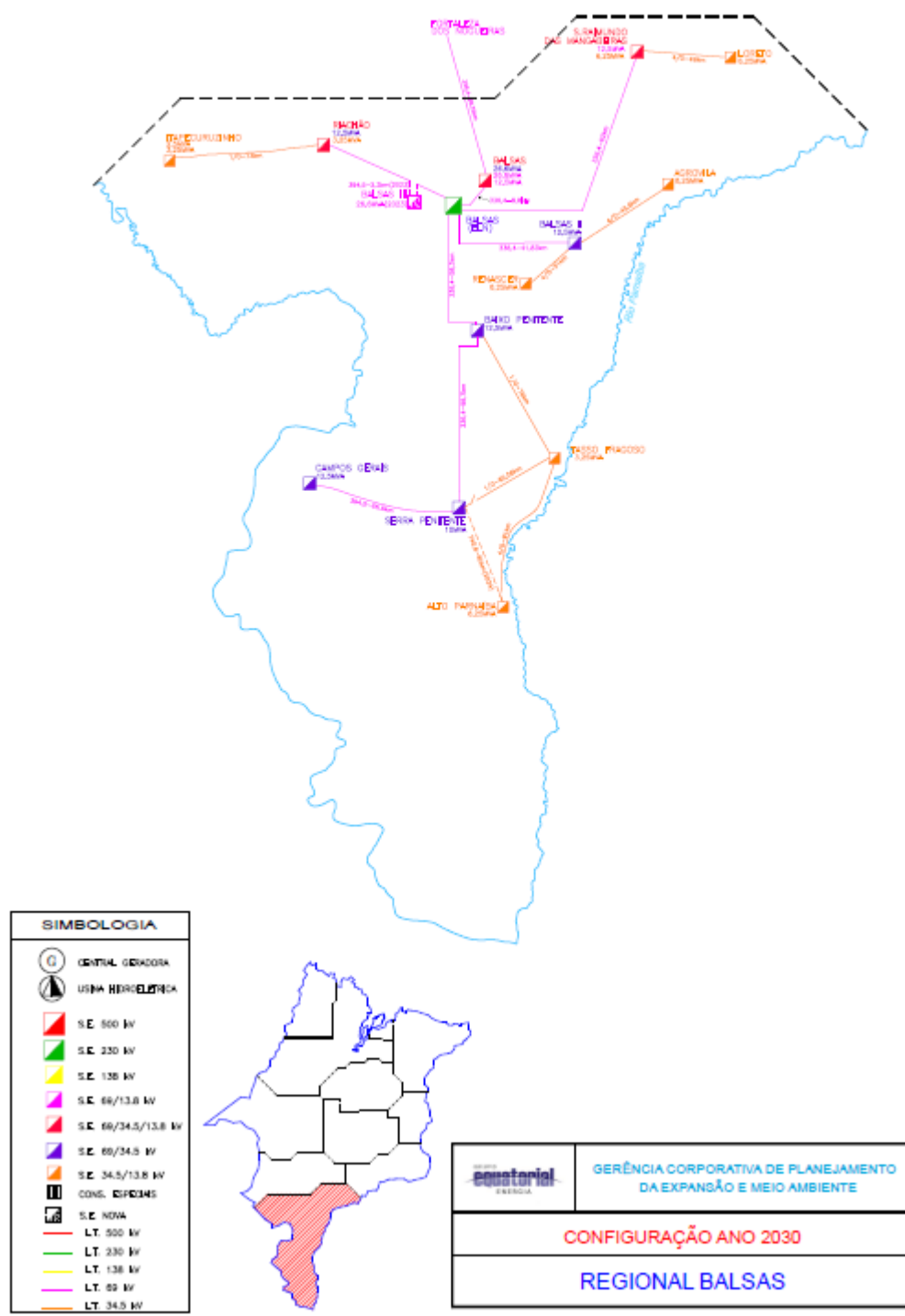


Figura 6-2 – Mapa eletrogeográfico do Regional Balsas

Segundo as conclusões do Plano Decenal 2021-2030, da Equatorial Energia Maranhão, o suprimento ao Regional Balsas será adequado para o decênio com a realização do plano de obras já descrito anteriormente.

Comparando a evolução de mercado fornecida para o PDE 2029 (EPE) com a prospecção encaminhada para esse estudo (Tabela 6-1), que considera parcela referente ao atendimento a cargas irrigáveis, observa-se que os montantes previstos são semelhantes. Assim, conforme mencionado no parágrafo anterior, o suprimento a Balsas 69 kV será satisfatório até 2031, não sendo identificada a necessidade de novo ponto de suprimento nessa região. No entanto, caso haja uma evolução de mercado que indique a necessidade de reforço do suprimento ao Sul Maranhense, um estudo específico poderá ser realizado.

Tabela 6-1 –Carga Pesada da SE Balsas 69 kV – Comparação carga PDE 2029 x carga Estudo Matopiba

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
PDE 2029	58,94	61,46	62,78	65,12	67,46	69,88					
Estudo MATOPIBA	60,14	61,89	63,75	65,46	67,13	70,22	73,31	76,59	80,07	83,76	87,68

6.4 Região Sudoeste do Piauí – Eixo Gilbués/Corrente

A região Sudoeste do Piauí é atendida pela SE Gilbués II 230/69 kV – 2 x 50MVA. Tomando como referência o PDE 2029, o carregamento observado nessa transformação, patamar de carga pesada, ano 2026, é de 2 x 16 MVA. Ainda de acordo com o PDE 2029, no ano 2029, o carregamento estimado é de 2 x 18,3 MVA.

Como conclusão do estudo de projeção de mercado [9], foi reportado que o eixo Gilbués/Corrente é uma região que possui pouca representatividade na produção agrícola do estado e não possui cargas significativas de irrigação. Dessa forma, a estimativa de crescimento da região é relativamente tímida e sem grandes expectativas de destaque.

Da projeção de mercado para a região encaminhada pela Equatorial-PI (Tabela 5-12 a Tabela 5-14), verifica-se que o valor estimado para o ano 2036, carga pesada, é inferior à carga prevista para o ano 2029, anteriormente fornecida para o PDE 2029 (Tabela 6-2).

Assim, não se identifica necessidade de novo ponto de suprimento e reforços adicionais para o atendimento a região, havendo, inclusive sobra de capacidade para um futuro atendimento de cargas do sul do Maranhão, próximas à fronteira com o Piauí, se for o caso.

Tabela 6-2 –Carga Pesada da SE Gilbués 69 kV – Comparação carga PDE 2029 x carga Estudo Matopiba

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
PDE 2029	29,10	30,80	31,80	33,40	35,10	36,90					
Estudo Matopiba	12,23	12,66	13,13	13,65	14,21	14,78	15,37	15,98	16,60	17,24	17,90

6.5 DESCRIÇÃO DAS ALTERNATIVAS

As alternativas vislumbradas para o atendimento a região de Matopiba na área que engloba o oeste da Bahia, nordeste do Tocantins, sul do Maranhão e sudoeste do Piauí são descritas a seguir.

A partir das considerações apresentadas no Item 6, para o suprimento das cargas das regiões de interesse do Maranhão e do Piauí foram consideradas as redes de distribuição planejadas pela Equatorial-MA e Equatorial-PI.

A Equatorial-MA apresentou duas alternativas de expansão: (i) atendendo todo o mercado da região via o ponto de suprimento de Balsas 230/69 kV; (ii) considerando o suprimento por Balsas 230/69 kV e Gilbués II 230/69 kV. De acordo com as análises atuais da Equatorial-MA, a tendência é implantar o plano (i), representado nas análises desse estudo em todas as alternativas.

As configurações da rede de distribuição referentes aos anos 2026 e 2036 são mostradas nos diagramas simplificados na Figura 6-3 e na Figura 6-4 e nas Tabelas a seguir.

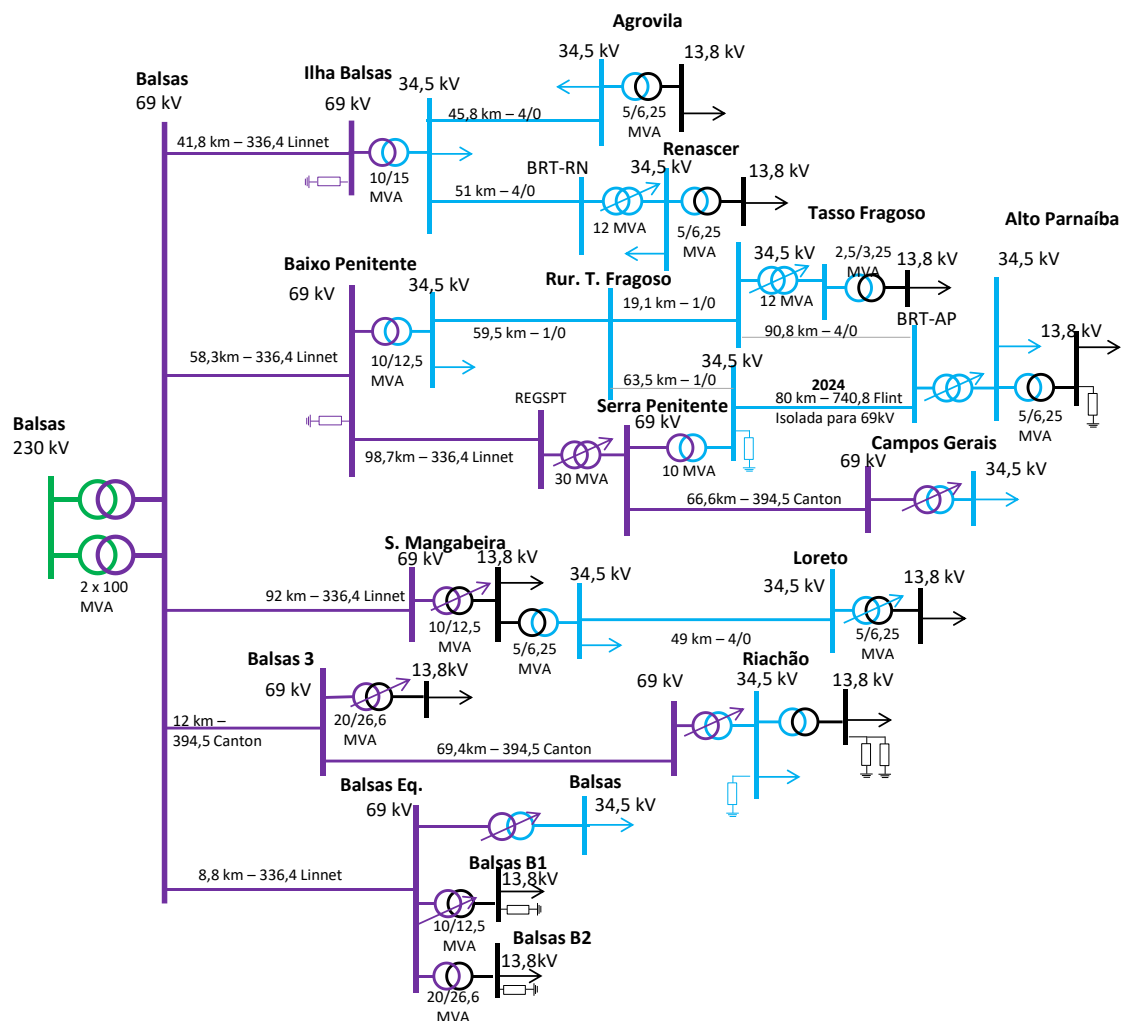


Figura 6-3 Rede de distribuição da Equatorial-MA – 2026 –suprimento por Balsas 230/69 kV

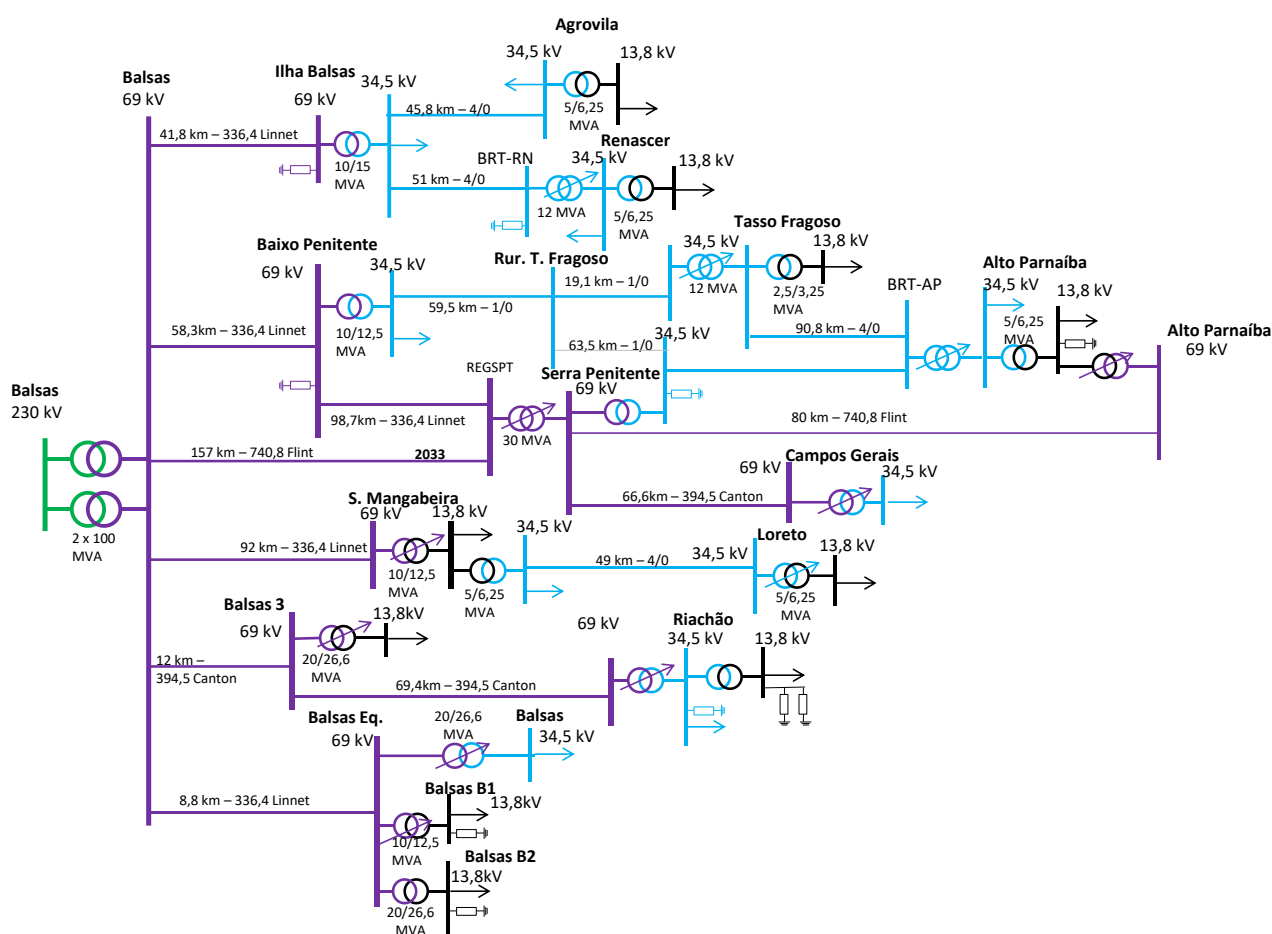


Figura 6-4 Rede de distribuição da Equatorial-MA – 2036 –suprimento por Balsas 230/69 kV

Tabela 6-3 – Alternativa 2 – Principais obras linhas de distribuição da Equatorial-MA

Obra	Ano	Descrição
LD Serra do Penitente – Alto Parnaíba C1	2024	Circuito simples, 69 kV, 740,8 MCM Flint, 80 km
LD Balsas (RB) – Serra do Penitente C1	2032	Circuito simples, 69 kV, 740,8 MCM Flint, 157 km

Tabela 6-4 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Equatorial-MA

Obra	Ano	Descrição
SE 69/34,5 kV Serra do Penitente	2032	1º TR 69/34,5 kV – (3Φ) – 12,5 MVA
SE 69/13,8 kV Alto Parnaíba	2035	1 TR 69/13,8 kV – (3Φ) - 12,5 MVA

A alternativa expansão da rede de distribuição apresentada pela Equatorial-PI e considerada no estudo em todas as alternativas analisadas está representada na Figura 6-5 e nas Tabelas a seguir

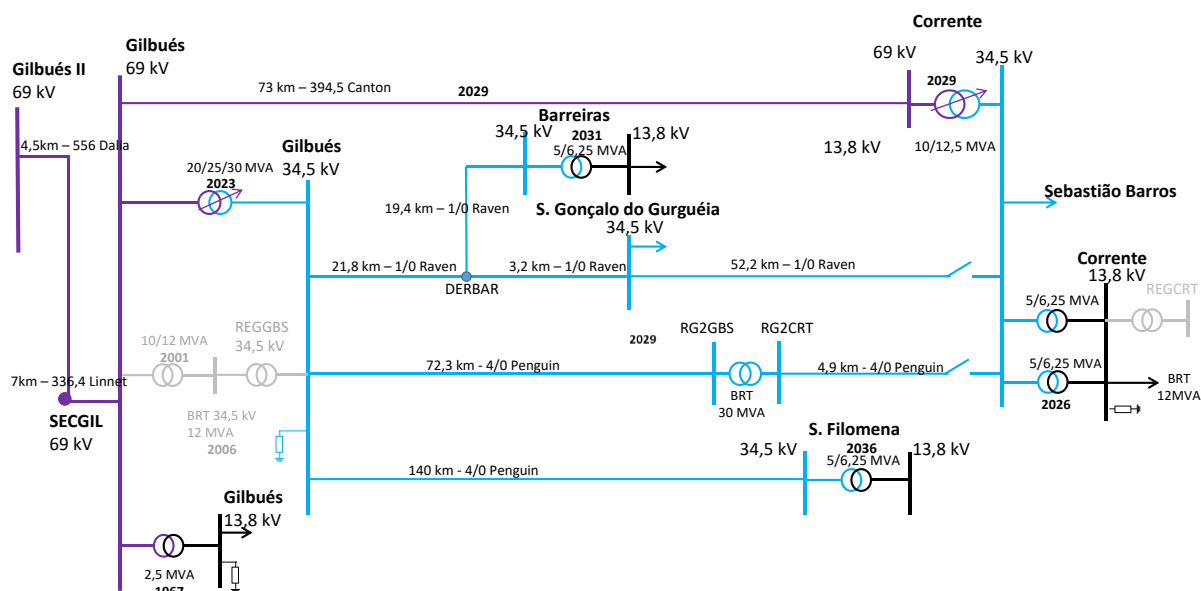


Figura 6-5 – Rede de distribuição da Equatorial-PI – 2036

Tabela 6-5 – Alternativa 2 – Principais obras linhas de distribuição da Equatorial-PI

Obra	Ano	Descrição
LD Gilbués II – Corrente C1	2029	Circuito simples, 69 kV, 394,5 MCM Canton, 73 km

Tabela 6-6 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Equatorial-PI

Obra	Ano	Descrição
SE 69/34,5/13,8 kV Corrente	2026	1º TR 69/34,5 kV – (3Φ) – 10/12,5 MVA
		1º TR 34,5/13,8 kV – (3Φ) – 5/6,25 MVA
SE 34,5/13,8 kV Barreiras	2035	1º TR 69/34,5 kV – (3Φ) – 12,5 MVA
SE 34,5/13,8 kV Santa Filomena	2036	1º TR 34,5/13,8 kV – (3Φ) – 5/6,25 MVA

Para a atender as regiões oeste da Bahia e nordeste do Tocantins, foram concebidas e analisadas 05 alternativas, reportadas nos itens que se seguem.

6.5.1 Alternativa 1 – Expansão exclusivamente pela Rede de Distribuição

Com a entrada em operação da SE Dianópolis II 230/138 kV, prevista para 2024, o suprimento a Vila Panambi, localizada no município de Formosa do Rio Preto (BA), hoje alimentada em 34,5kV pela SE Dianópolis, passará a ser alimentada em 138 kV a partir da SE Dianópolis II. Assim, a Alternativa 1 contempla, inicialmente, um eixo em 138 kV partindo de Dianópolis II - Panambi e se estendendo até a Vila Coaceral, que hoje é alimentada em 34,5 kV, a partir de outra conexão com a Energisa-TO.

Foram planejadas pela Neoenergia Coelba subestações intermediárias para atender as diversas fazendas de agronegócio existentes na região: São Marcelo 138/34,5 kV, Coaceral I 138/34,5 kV, Coaceral II, 138/34,5 kV e Garganta 138/34,5 kV. Para o atendimento as cargas do Tocantins, foi planejada pela Energisa-TO a SE Chapada das Mangabeiras 138/34,5 kV, que nessa alternativa, será conectada na SE Coaceral I 138 kV. A Figura 6-6 apresenta a configuração associada à Alternativa 1.

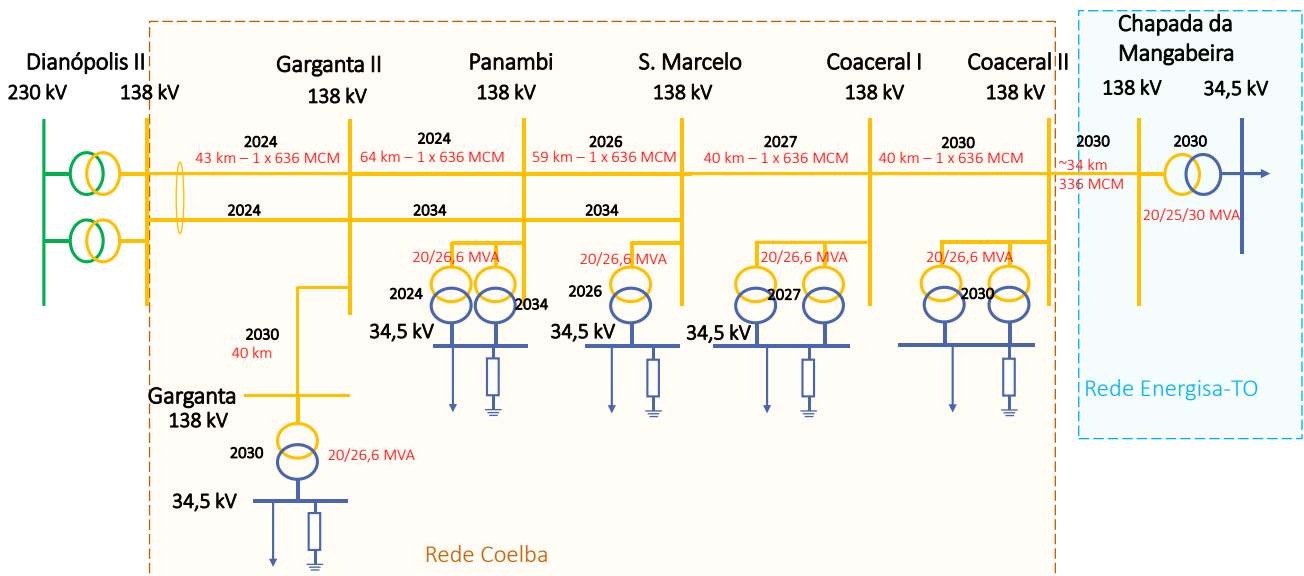


Figura 6-6 – Alternativa 1- Rede para atendimento a Neoenergia Coelba e Energisa-TO

Até a construção da SE Garganta, em 2030, os 43 km iniciais da linha de distribuição entre Dianópolis II e Panambi serão em circuito duplo, operando geminados até o ponto fictício denominado Garganta II, continuando, em circuito simples, até a SE Panambi. A partir de 2030, no trecho em circuito duplo, os circuitos passarão a operar separados, um atendendo a SE Panambi e o outro atendendo a SE Garganta. Nessa alternativa, a barra fictícia Garganta II dará origem, em 2034, à SE 138 kV Garganta II - Seccionamento. A evolução da alternativa prevê a entrada das subestações 138/34,5 kV de São Marcelo (2026), Coaceral I (2027), Coaceral II (2030), Garganta (2030), a seccionadora Garganta II (2034), da Coelba, e a SE Chapada das Mangabeiras, da Energisa-TO (2030).

6.5.2 Alternativa 2 – Ponto de Suprimento em Formosa do Rio Preto - Via SE Gilbués II 230 kV

A Alternativa 2 considera a implantação, em 2026, de um novo ponto de suprimento, a SE Formosa do Rio Preto 230/138 kV com 2 bancos de transformadores de 150MVA cada (6+1R x 50 MVA), localizada no município de Formosa do Rio Preto, na Bahia. Nessa alternativa, a SE Formosa do Rio Preto será alimentada a partir da SE Gilbués II 230 kV através da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, CD, 1 x 795 MCM – Tern, 212 km.

Quanto ao sistema de distribuição previsto pela Coelba, a subestação Panambi 138/34,5kV entrará em operação em 2024, São Marcelo, em 2026, Coaceral I em 2027, Coaceral II em 2030, Garganta em 2030. A SE Chapada das Mangabeiras, da Energisa-TO, está prevista para 2026. Até a construção da SE Garganta, em 2030, os 43 km iniciais da linha de distribuição entre Dianópolis II e Panambi serão em circuito duplo, operando geminados até o ponto fictício denominado Garganta II, continuando, em circuito simples, até a SE Panambi. A partir de 2030, no trecho em circuito duplo, os circuitos passarão a operar separados, um atendendo a SE Panambi e o outro atendendo a SE Garganta.

A Figura 6-7 apresenta a evolução da configuração associada à Alternativa 2.

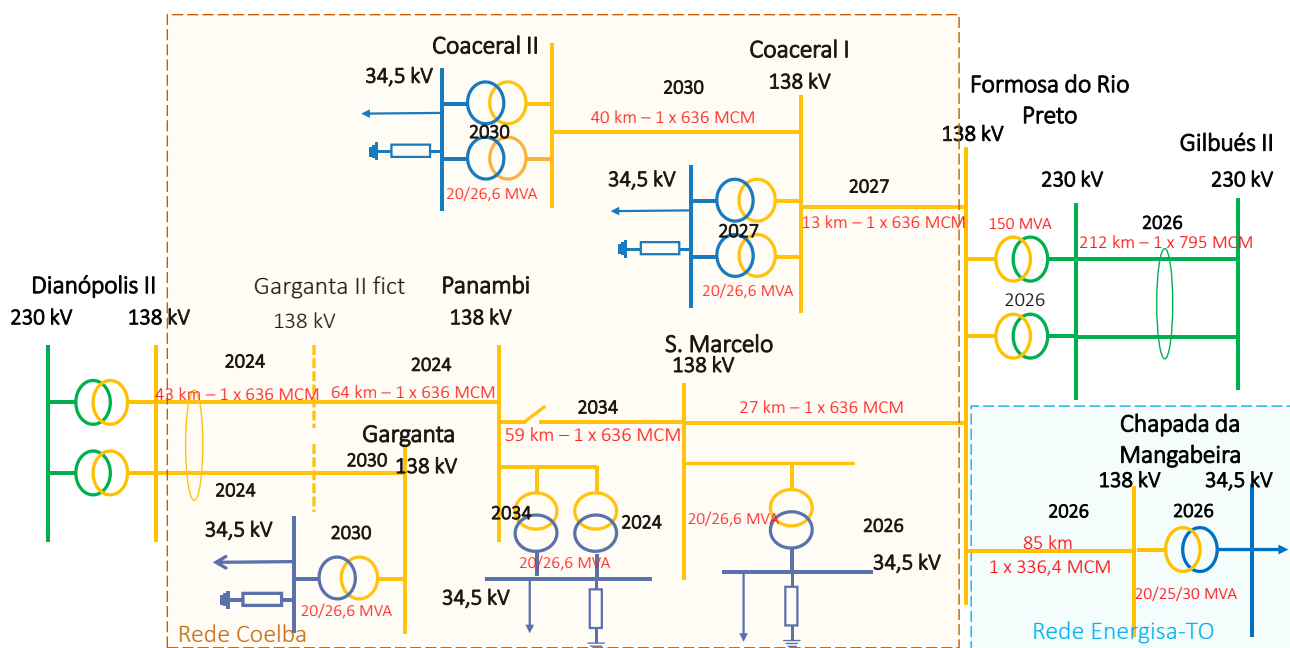


Figura 6-7– Alternativa 2 – 2024 a 2036

6.5.3 Alternativa 3 – Ponto de Suprimento em Formosa do Rio Preto - Via SE Barreiras II 230

Por sua vez, a Alternativa 3 contempla a implantação em 2026 de um novo ponto de suprimento, a SE Formosa do Rio Preto 230/138 kV com 2 bancos de transformadores de 150MVA cada (6+1R x 50 MVA), localizada no município de Formosa do Rio Preto, na Bahia, alimentada a partir da SE Barreiras II 230 kV, através da LT 230 kV Barreiras II – Formosa do Rio Preto, CD, 1 x 795 MCM – Tern, 246 km.

Quanto ao sistema de distribuição previsto pela Coelba, a subestação Panambi 138/34,5kV entrará em operação em 2024, São Marcelo, em 2026, Coaceral I em 2027, Coaceral II em 2030, Garganta em 2030. A SE Chapada das Mangabeiras, da Energisa-TO, está prevista para 2026. Até a construção da SE Garganta, em 2030, os 43 km iniciais da linha de distribuição entre Dianópolis II e Panambi serão em circuito duplo, operando geminados até o ponto fictício denominado Garganta II, continuando, em circuito simples, até a SE Panambi. A partir de 2030, no trecho em circuito duplo, os circuitos passarão a operar separados, um atendendo a SE Panambi e o outro atendendo a SE Garganta.

A Figura 6-8 apresenta a configuração associada à Alternativa 3.

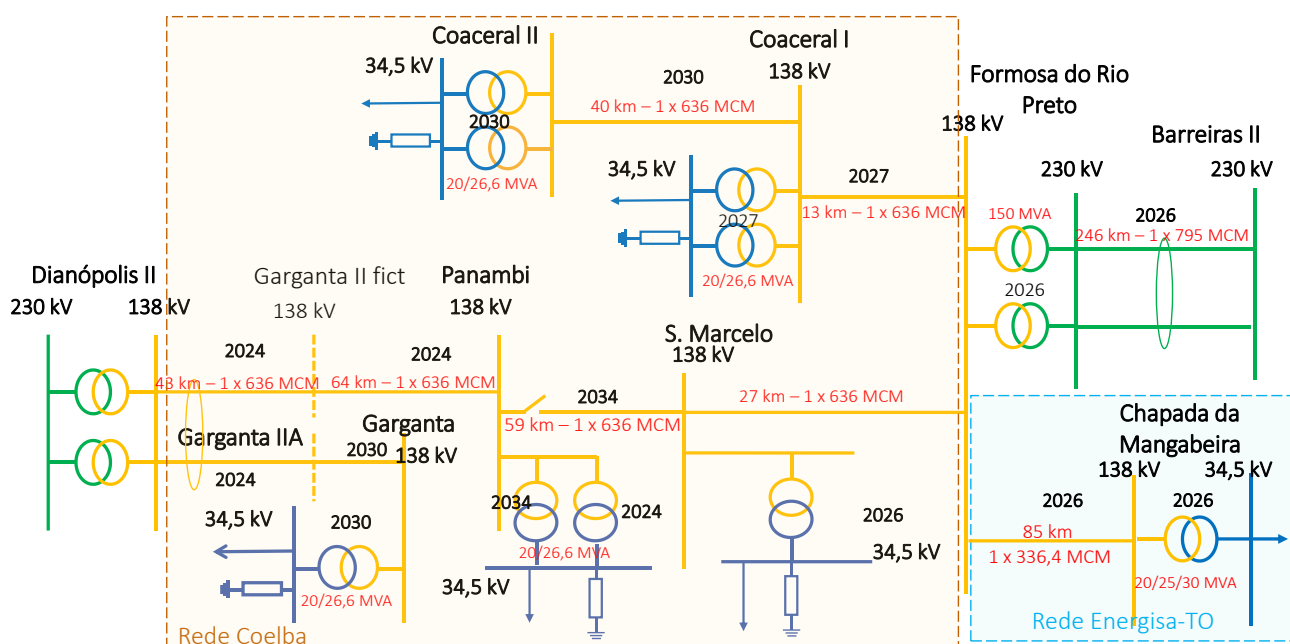


Figura 6-8 – Alternativa 3 – 2024 a 2036

6.5.4 Alternativa 4 - Ponto de Suprimento em Formosa do Rio Preto - Via SE Dianópolis II 230

A Alternativa 4 contempla a implantação em 2026 de um novo ponto de suprimento, a SE Formosa do Rio Preto 230/138 kV com 2 transformadores de 150MVA cada (6+1R x 50 MVA), localizada no município de Formosa do Rio Preto, na Bahia, alimentada a partir da SE Dianópolis II 230 kV, através da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, CD, 1 x 795 MCM – Tern, 176 km.

Quanto ao sistema de distribuição previsto pela Coelba, a subestação Panambi 138/34,5kV entrará em operação em 2024, São Marcelo, em 2026, Coaceral I em 2027, Coaceral II em 2030, Garganta em 2030. A SE Chapada das Mangabeiras, da Energisa-TO, está prevista para 2026. Até a construção da SE Garganta, em 2030, os 43 km iniciais da linha de distribuição entre Dianópolis II e Panambi serão em circuito duplo, operando geminados até o ponto fictício denominado Garganta II, continuando, em circuito simples, até a SE Panambi. A partir de 2030, no trecho em circuito duplo, os circuitos passarão a operar separados, um atendendo a SE Panambi e o outro atendendo a SE Garganta.

A Figura 6-9 apresenta a configuração associada à Alternativa 4.

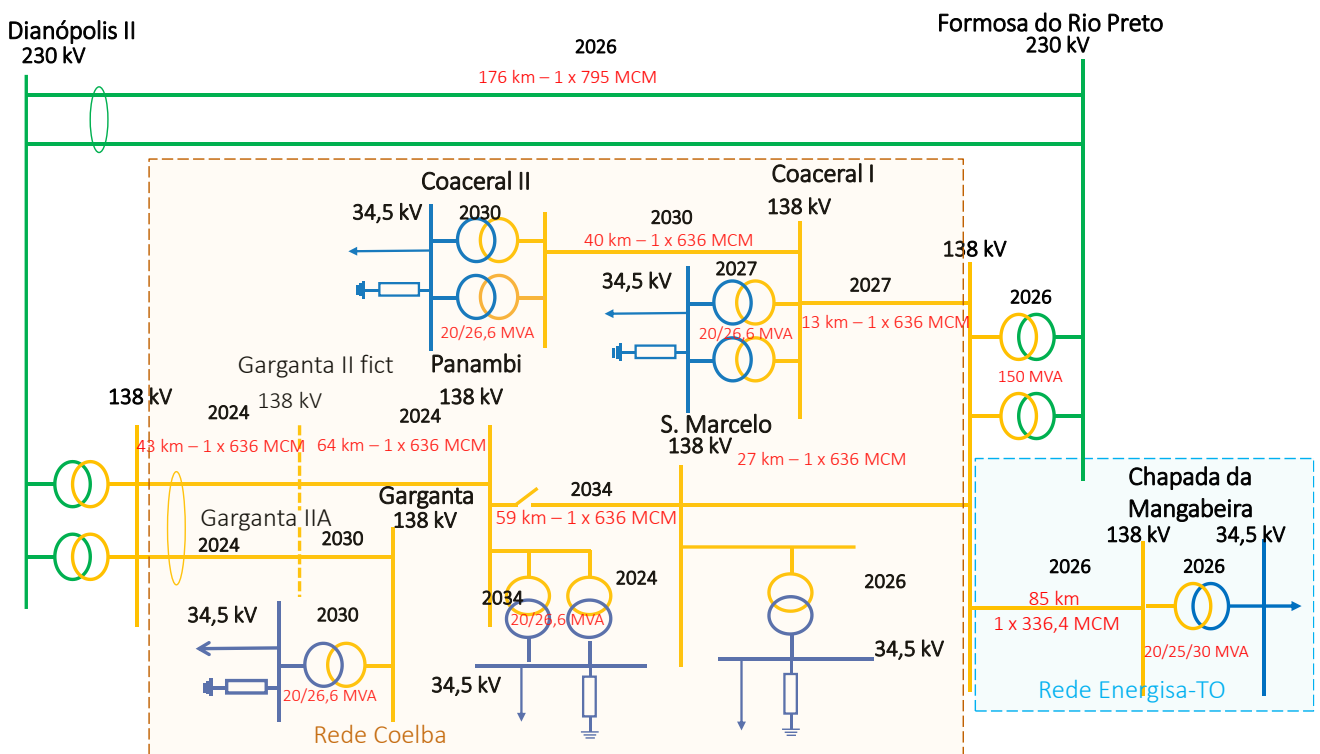


Figura 6-9 – Alternativa 4 - 2026 a 2036

6.5.5 Alternativa 5 - Ponto de Suprimento em Formosa do Rio Preto - Via SE Gilbués II 230 kV e SE Dianópolis II 230

A Alternativa 5 contempla a implantação em 2026 de um novo ponto de suprimento, a SE Formosa do Rio Preto 230/138 kV com 2 transformadores de 150MVA cada (6+1R x 50 MVA), localizada no município de Formosa do Rio Preto, na Bahia, alimentada a partir da SE Gilbués 2, através da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, CS, 1 x 795 MCM, 212 km e da SE Dianópolis II 230 kV, através da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, CS, 1 x 795 MCM – Tern, 176 km.

Quanto ao sistema de distribuição previsto pela Coelba, a subestação Panambi 138/34,5kV entrará em operação em 2024, São Marcelo, em 2026, Coaceral I em 2027, Coaceral II em 2030, Garganta em 2030. A SE Chapada das Mangabeiras, da Energisa-TO, está prevista para 2026. Até a construção da SE Garganta, em 2030, os 43 km iniciais da linha de distribuição entre Dianópolis II e Panambi serão em circuito duplo, operando geminados até o ponto fictício denominado Garganta II, continuando, em circuito simples, até a SE Panambi. A partir de 2030, no trecho em circuito duplo, os circuitos passarão a operar separados, um atendendo a SE Panambi e o outro atendendo a SE Garganta.

A Figura 6-10 apresenta a configuração associada à Alternativa 5.

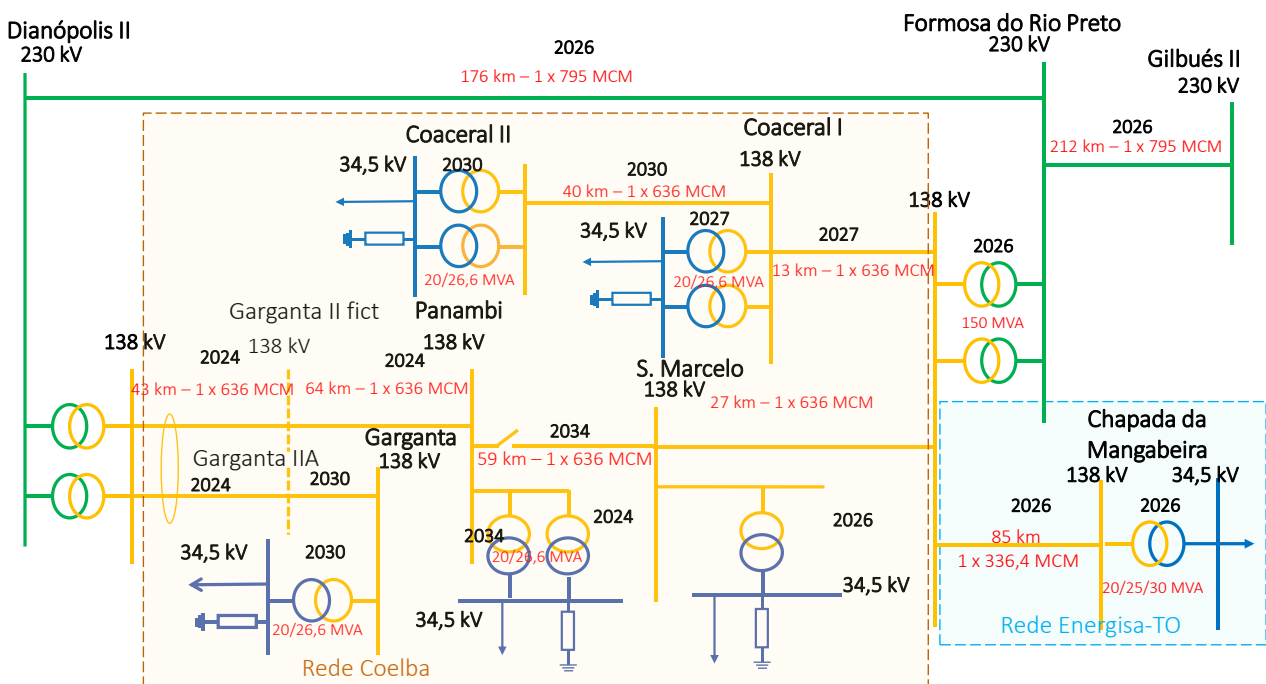


Figura 6-10 – Alternativa 5 - 2024 a 2036

7 ANÁLISE DE DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de fluxo de potência para as alternativas analisadas nesse estudo referentes ao cenário Norte Seco, que apresenta os maiores carregamentos para o sistema em estudo.

7.1 Alternativa 1 – Expansão pela Rede de Distribuição

Como apresentado no item 6.5.1, a Alternativa 1 contempla a expansão da rede em 138 kV, partindo da SE Dianópolis - SE Panambi 138 kV, prevista para entrar em operação em 2024, conectada à SE Dianópolis II 138 kV. A partir de 2026, a evolução do eixo em 138 kV se realiza tendo como base a previsão de mercado da região e consequente implantação das SE São Marcelo (2026), SE Coaceral I (2027), Coaceral II (2030), SE Garganta (2030) e SE Seccionadora Garganta II (2034) para atendimento do mercado regional.

Para essa alternativa, a conexão da Energisa-TO (SE Chapada das Mangabeiras) se daria somente a partir de 2030, quando da implantação da SE Coaceral II. Como as demais alternativas estudadas contemplam a implantação do novo ponto de suprimento 230/138 kV em Formosa do Rio Preto em 2026, a conexão da Energisa-TO, para essas alternativas, se daria nessa nova subestação já em 2026. Ou seja, com essa configuração inicial, ficou caracterizado que o desempenho da Alternativa 1 já seria, por definição, inferior ao desempenho das demais alternativas, uma vez que não atenderia o mesmo mercado nos anos iniciais, nem a mesma data para conexão da SE Chapada das Mangabeiras.

Deste modo, fez-se necessário adaptar a alternativa inicialmente concebida, antecipando os reforços originalmente previstos para o final do horizonte de modo a possibilitar uma compatibilização dos desempenhos das cinco alternativas.

Inicialmente, considerou-se todo o eixo em 138 kV entre Panambi – Coaceral II entrando a partir de 2026, de modo a propiciar a conexão da SE Chapada das Mangabeiras na SE Coaceral II em 2026. Para permitir um adequado controle de tensão em regime normal de operação, bem como na ocorrência de contingências no sistema, foi necessário incluir um compensador síncrono no barramento de Coaceral II 138 kV e reatores e capacitores manobráveis nas barras de carga das subestações. Os resultados das simulações para carga leve e carga média são apresentados nos diagramas da Figura 7-1 até a Figura 7-3, já considerando os equipamentos de compensação reativa necessários para o bom desempenho do sistema.

Para configuração referente ao ano 2036, carga média, foram representados 12 bancos de capacitores shunts instalados nos barramentos de 34,5 kV ao longo do eixo 138 kV Dianópolis – Chapada da Mangabeira, além da contribuição do compensador síncrono.

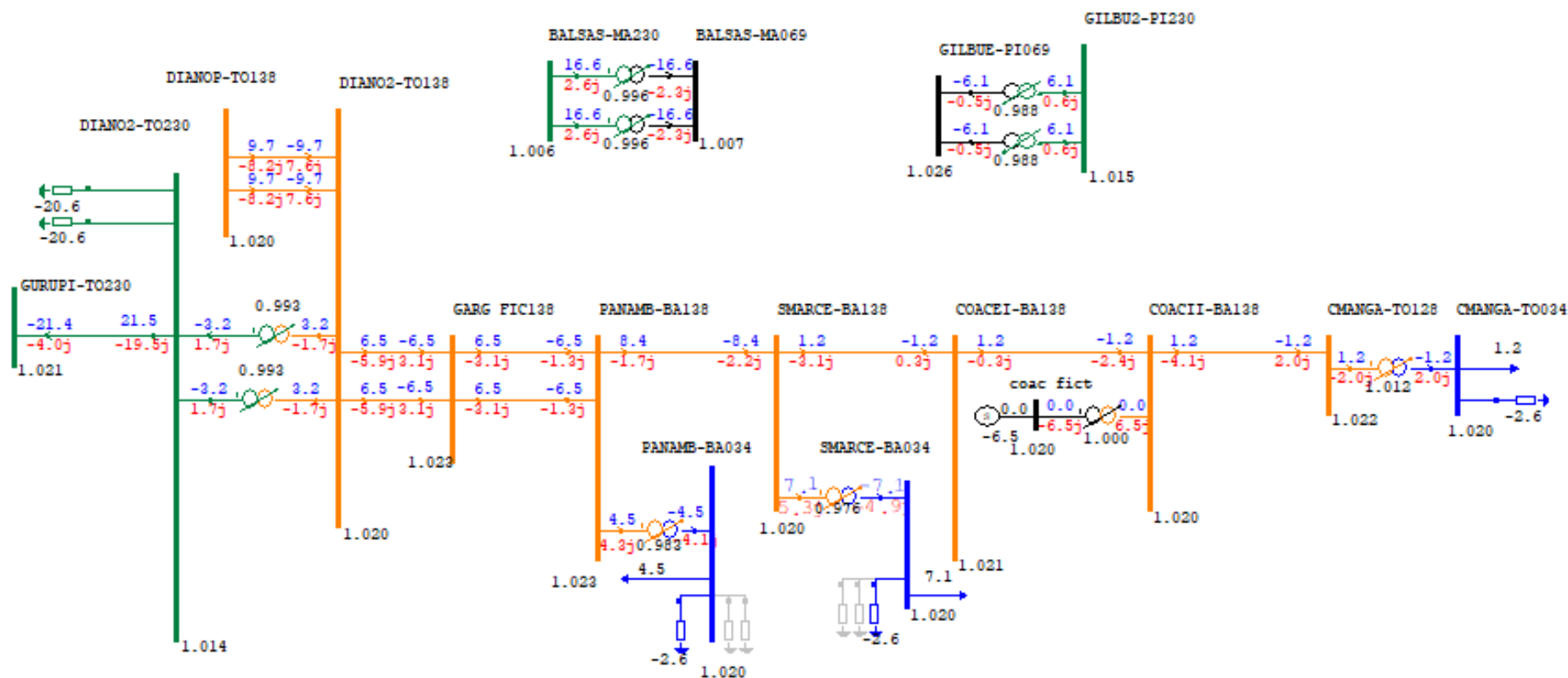


Figura 7-1 – Alternativa 1 – 2026 – Carga Leve – eixo 138 kV até SE Chapada das Mangabeiras com compensador síncrono em Coaceral II 138 kV

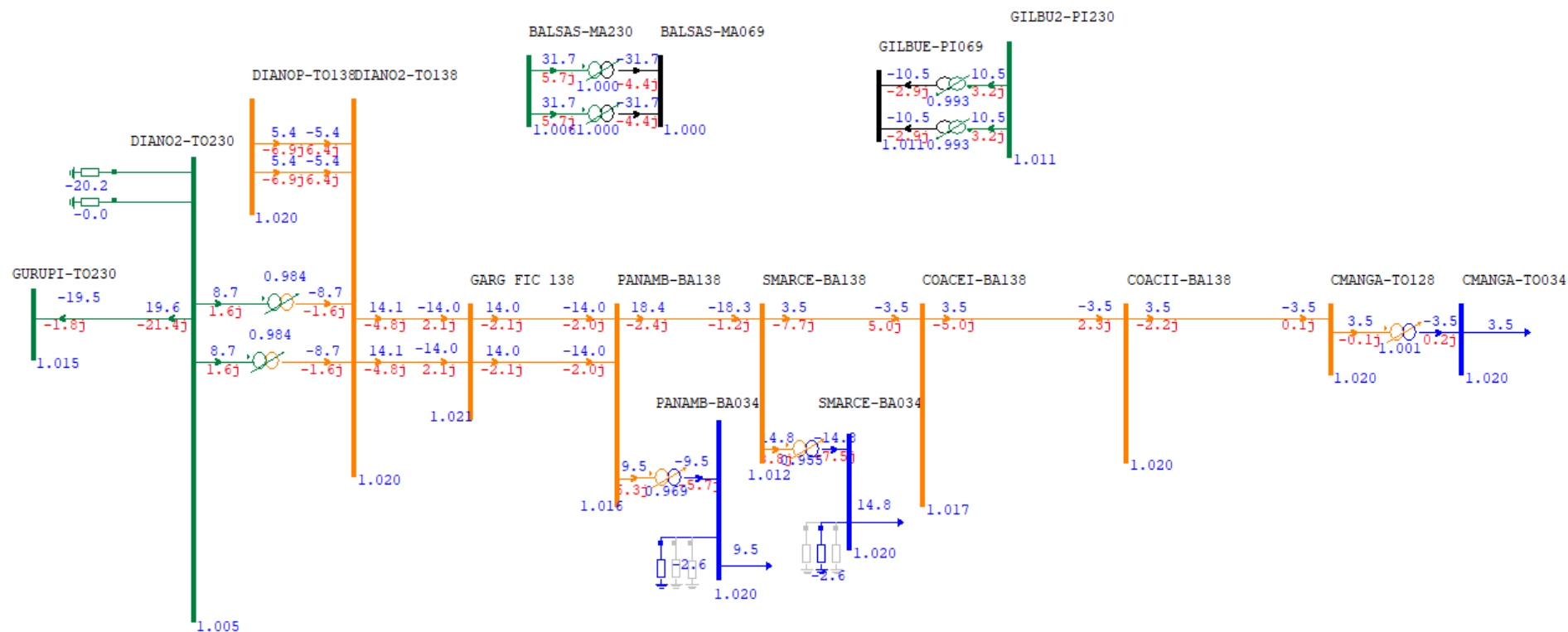


Figura 7-2 – Alternativa 1 – 2026 – Carga Média – eixo 138 kV até SE Chapada das Mangabeiras com compensador síncrono em Coaceral II 138 kV

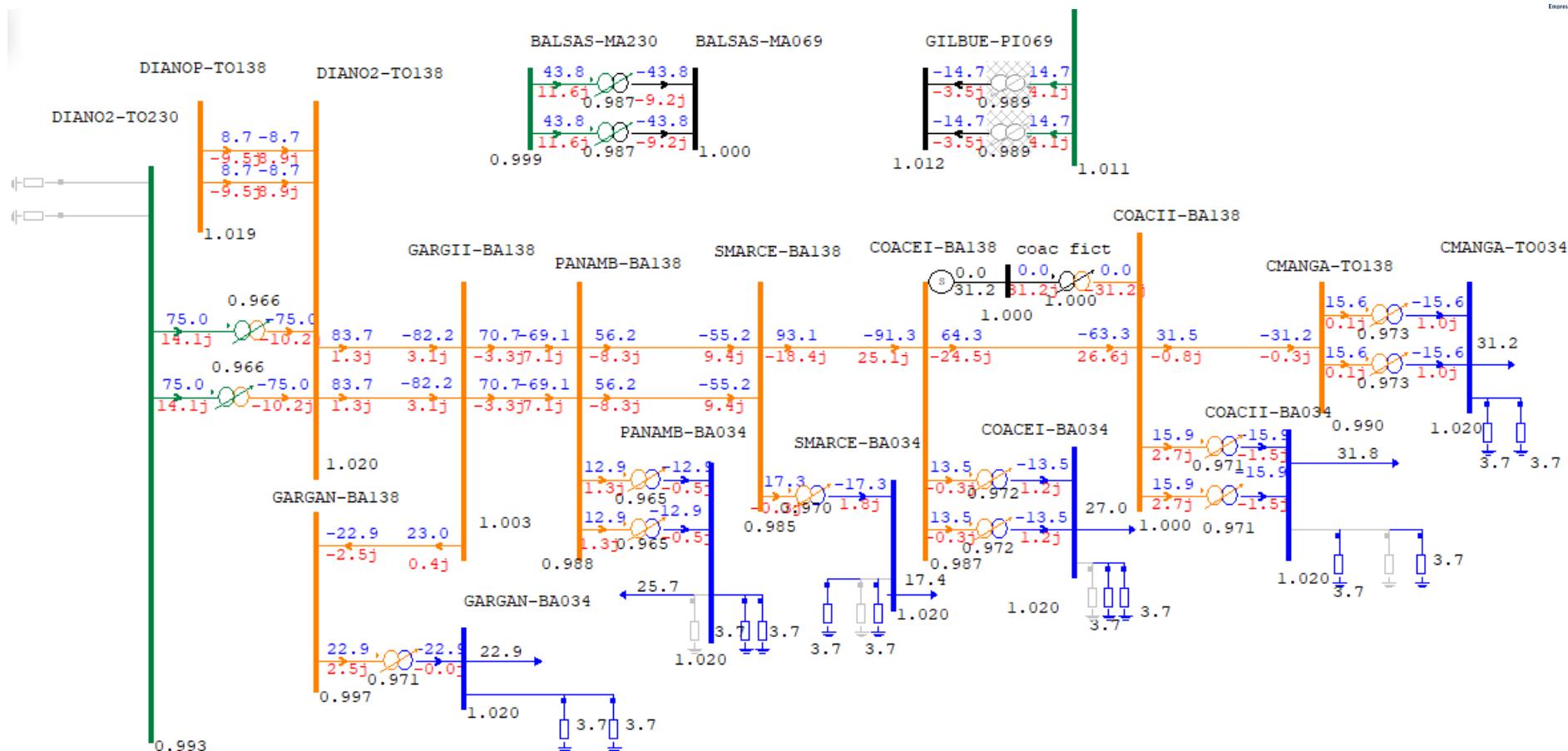


Figura 7-3 – Alternativa 1 – Regime Normal de Operação – Carga Média – 2036

Deve-se observar que, nessa configuração com um circuito em 138 kV alimentando todas as subestações do eixo entre Panambi e Chapada das Mangabeiras (até 2034) e entre São Marcelo e Chapada das Mangabeiras durante todo o horizonte do estudo, na contingência de um dos trechos, as cargas à jusante do trecho em contingência serão desligadas. Nas demais alternativas em estudo essa situação não se verifica. Assim, de forma a equiparar desempenhos, analisou-se a Alternativa 1 considerando 2 circuitos em todo o eixo em 138 kV Panambi – Chapada das Mangabeiras, durante todo o período do estudo.

De modo a manter as tensões dentro dos limites dos critérios nos diversos patamares de carga e ao longo do período analisado, foram representados reatores de 2,5 Mvar e bancos de capacitores de 3,6 Mvar nos barramentos com carga, além de um compensador síncrono de -48/80 Mvar no barramento de Coaceral II 138 kV.

Os resultados das simulações referentes ao ano 2026, patamar de carga leve, e ano 2036 carga média, estão mostrados na Figura 7-4 e na Figura 7-5.

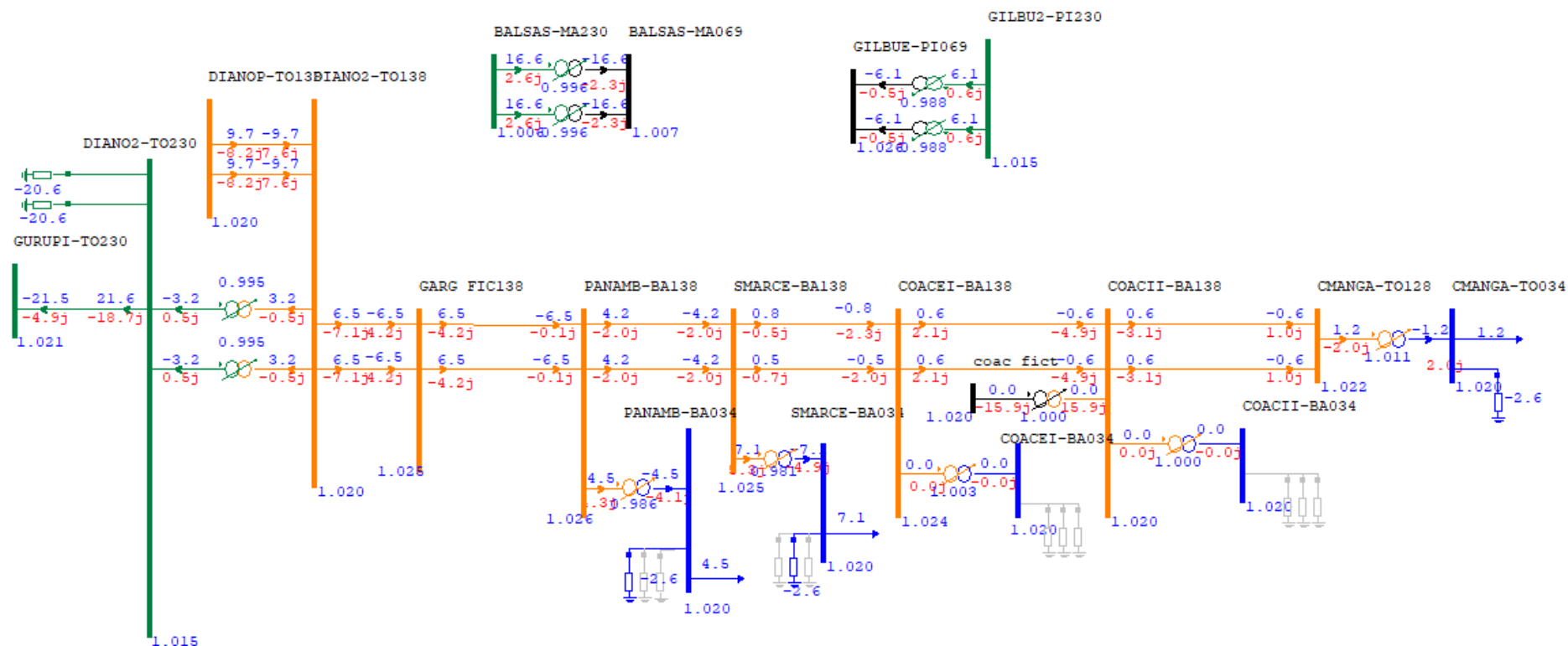


Figura 7-4 – Alternativa 1 – Com 2 circuitos até Chapada das Mangabeiras – Leve – 2026

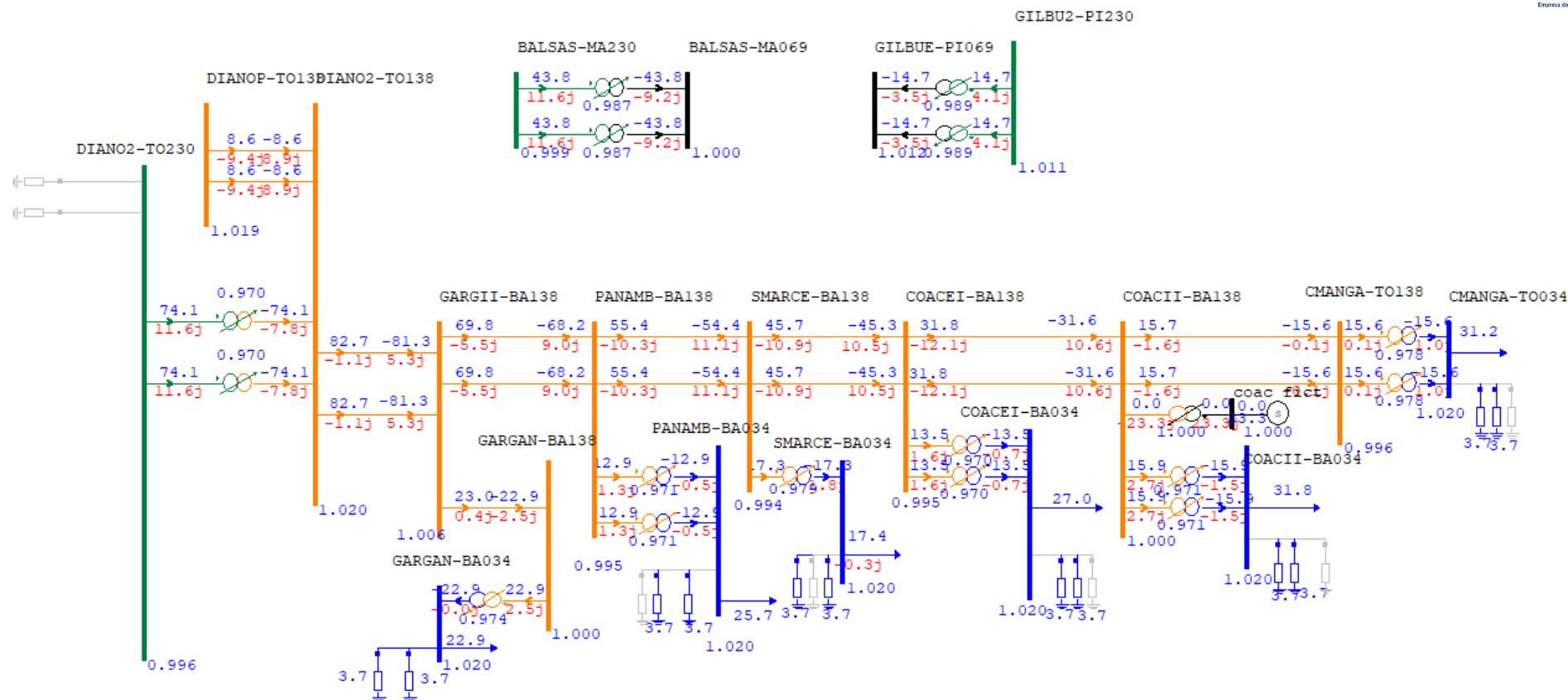


Figura 7-5 – Alternativa 1 – Com 2 circuitos até Chapada das Mangabeiras – Carga Média – 2036

Ainda com o objetivo de analisar o desempenho dessa alternativa comparado às demais, foi realizada uma avaliação de estabilidade de tensão por meio da obtenção das curvas PxV da Alternativa 1 (138 kV) e de uma das alternativas com novo ponto de suprimento 230/138 kV. Para essa comparação foi selecionada apenas a Alternativa 5, dado que do ponto de vista topológico e do suporte ao controle de tensão, as Alternativas 2 a 5 apresentam desempenho muito similar.

Os resultados dessas simulações são apresentados no item 8. Com base nessas avaliações ficou evidenciado que mesmo considerando a antecipação de reforços e expansões adicionais na Alternativa 1, a capacidade de transmissão dessa configuração permanece sendo substancialmente inferior ao das demais alternativas. Comparando-se as curvas PxV geradas a partir dos casos de simulação das Alternativas 1 e 5, percebe-se que a Alternativa 1 permitiria atender uma carga cerca de 60MW inferior à da Alternativa 5, o que corresponde a uma diferença de cerca de 40% de capacidade de atendimento.

Para que fosse possível ampliar essa capacidade e tornar essa alternativa mais robusta e, portanto, com desempenho similar ao das demais alternativas seria necessário incluir um terceiro eixo em 138kV com aproximadamente 300km em novas linhas de transmissão e, além disso, ampliar o quantitativo de equipamentos de controle de tensão para evitar sobretensões no patamar de carga leve e subtensões no patamar de carga média ou máxima.

De forma geral, a expansão desse eixo no nível de tensão de 138kV mostrou-se inadequado para o atendimento a essa região e, portanto, a Alternativa 1 foi descartada como possível solução para atendimento à região de interesse do estudo.

O elenco de obras da Alternativa 1 está mostrado nas tabelas abaixo: da Tabela 7-1 a Tabela 7-4.

Tabela 7-1 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede de Distribuição – Neoenergia Coelba

Obra	Ano	Descrição
LD Dianópolis II - Garganta II	2024	Circuito Duplo 138 kV, 1x636 MCM, 43 km
LD Garganta II - Panambi C1	2024	Circuito Simples 138 kV, 1x636 MCM, 64 km
LD Garganta II - Panambi C2	2026	Circuito Simples 138 kV, 1x636 MCM, 64 km
LD Panambi - São Marcelo	2026	Circuito Duplo 138 kV, 1x636 MCM, 59 km
LD São Marcelo - Coaceral I	2027	Circuito Duplo 138 kV, 1x636 MCM, 40 km
LD Coaceral I - Coaceral II	2030	Circuito Duplo 138 kV, 1x636 MCM, 40 km
LD Garganta II - Garganta	2030	Circuito Simples 138 kV, 1x636 MCM, 40 km

Tabela 7-2 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações de Rede de Distribuição

Obra	Ano	Descrição
SE 138/34,5 kV Panambi	2024	1º TR – 138/34,5 – 20/26,6 MVA
		1º reator de barra 34,5 de 2,5 Mvar
		1º e 2º banco de capacitores de barra 34,5kV de 3,6 Mvar
SE 138/34,5 kV São Marcelo	2026	1º TR – 138/34,5 – 20/26,6 MVA
		1º reator de barra 34,5 de 2,5 Mvar
		1º e 2º banco de capacitores de barra 34,5kV de 3,6 Mvar
SE 138/34,5 kV Coaceral I	2027	1º e 2º TR – 138/34,5 – 20/26,6 MVA
		1º reator de barra 34,5 de 2,5 Mvar
		1º e 2º banco de capacitores de barra 34,5kV de 3,6 Mvar
SE 138/34,5 kV Coaceral II	2030	1º e 2º TR – 138/34,5 – 20/26,6 MVA
		1 Compensador Síncrono (-48/80)
		1º reator de barra 34,5 de 2,5 Mvar
SE 138/34,5 kV Garganta	2030	1º e 2º banco de capacitores de barra 34,5kV de 3,6 Mvar
		1º TR – 138/34,5 – 20/26,6 MVA
		1º reator de barra 34,5 de 2,5 Mvar
SE 138kV Garganta II	2034	SE seccionadora
SE 138/34,5 kV Panambi	2034	2º TR 138/34,5 – 20/26,6 MVA

Tabela 7-3 – Alternativa 1– Principais obras linhas de distribuição da Energisa-TO

Obra	Ano	Descrição
LD Formosa do Rio Preto – Chapada da Mangabeira	2026	Circuito simples, 138 kV, 336,4 MCM CAA, 85 km

Tabela 7-4 – Alternativa 1 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Energisa-TO

Obra	Ano	Descrição
SE 138/34,5 kV Chapada da Mangabeira	2026	1º TR 138/34,5 kV – 25/28 MVA
SE 138/34,5 kV Chapada da Mangabeira	2031	2º TR 138/34,5 kV – 25/28 MVA

7.2 Alternativa 2 – Atendimento via Gilbués II

A nova SE Formosa do Rio Preto II 230/138 kV, proposta na Alternativa 2, conta inicialmente com 2 bancos de transformadores monofásicos 230/138 kV 2 x150 MVA - (6+1R) x 50 MVA. Estão previstos, ainda, para o setor da SE Formosa do Rio Preto 230 kV um reator de barra de 30 Mvar, um banco de capacitores de 30 Mvar e um compensador síncrono -48/80 Mvar. A integração com a Rede Básica se dará por meio da nova LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, em circuito duplo, condutor 1 x 795 MCM e extensão aproximada de 212 km.

A integração com a rede de distribuição da Neoenergia Coelba e da Energisa-TO, se dará a partir da conexão da SE Formosa do Rio Preto 138 kV com as novas subestações São Marcelo 138/34,5 kV (Coelba) e Chapada da Mangabeira 138/34,5kV (Energisa-TO), ambas em 2026, e Coaceral I (Coelba), em 2027, Coaceral II, em 2030. A SE Panambi 138/34,5 kV (2024) e a SE Garganta 138/34,5 kV, prevista para 2030, serão alimentadas a partir da SE 138 kV Dianópolis II. As linhas e subestações representadas na rede de distribuição da Equatorial-MA e Equatorial-PI estão detalhadas no item 6.5.

Considerando a implantação dessas obras, o sistema apresenta desempenho satisfatório para o período analisado (2026 – 2036), atendendo os critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências simples de elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira. Foram simuladas as contingências nas novas linhas de transmissão de Rede Básica em 230kV, no sistema existente em 230kV e 500kV da região, bem como nos transformadores das subestações Formosa do Rio Preto, Dianópolis II, Gilbués II. Vale observar que o segundo ATF Gilbués II 500/230 kV – 250 MVA está previsto pelo planejamento para 2028 [15] e foi considerado nessa análise.

A seguir são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação referente ao ano de 2026, patamar de carga leve e média, bem como para a contingência do transformador 500/230 kV de Gilbués II (Figura 7-6 e Figura 7-7). Para o ano 2026, devido ao baixo carregamento das transformações de Formosa do Rio Preto 230/138 kV e Dianópolis II 230/138 kV, não são apresentados os resultados das simulações das contingências dessas transformações.

São também exibidos para o ano 2036, patamar de carga média e máxima, os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação. São apresentadas as contingências simples de elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira mais significativas para a região de interesse, considerando o patamar de carga média, que apresenta carregamento ligeiramente superior ao da carga máxima. Os resultados constam da Figura 7-8 até a Figura 7-14. A Figura 7-14 apresenta o resultado da simulação de fluxo de potência considerando a SE Panambi 138 kV sendo alimentada pela SE 138 kV São Marcelo, em caso de indisponibilidade da LD 138 kV Dianópolis II – Panambi.

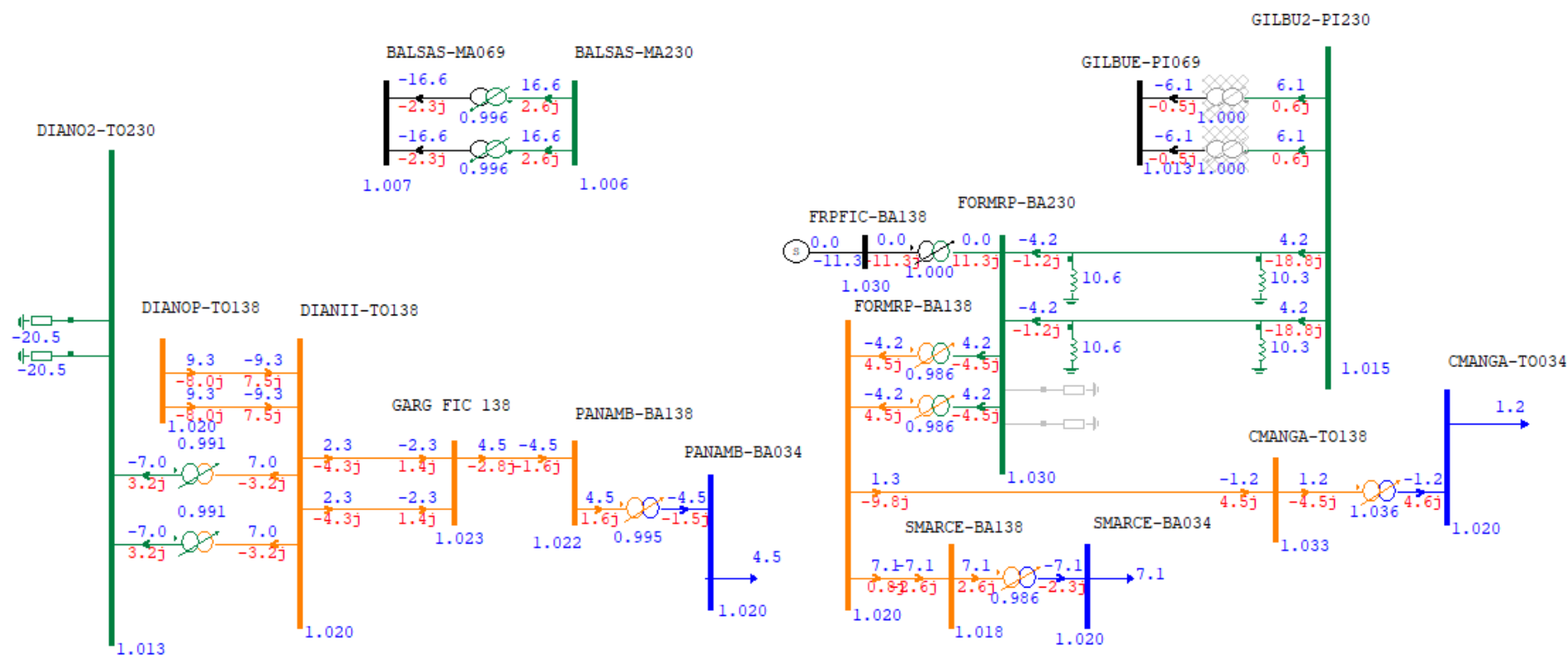


Figura 7-6 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – 2026 – Carga Leve

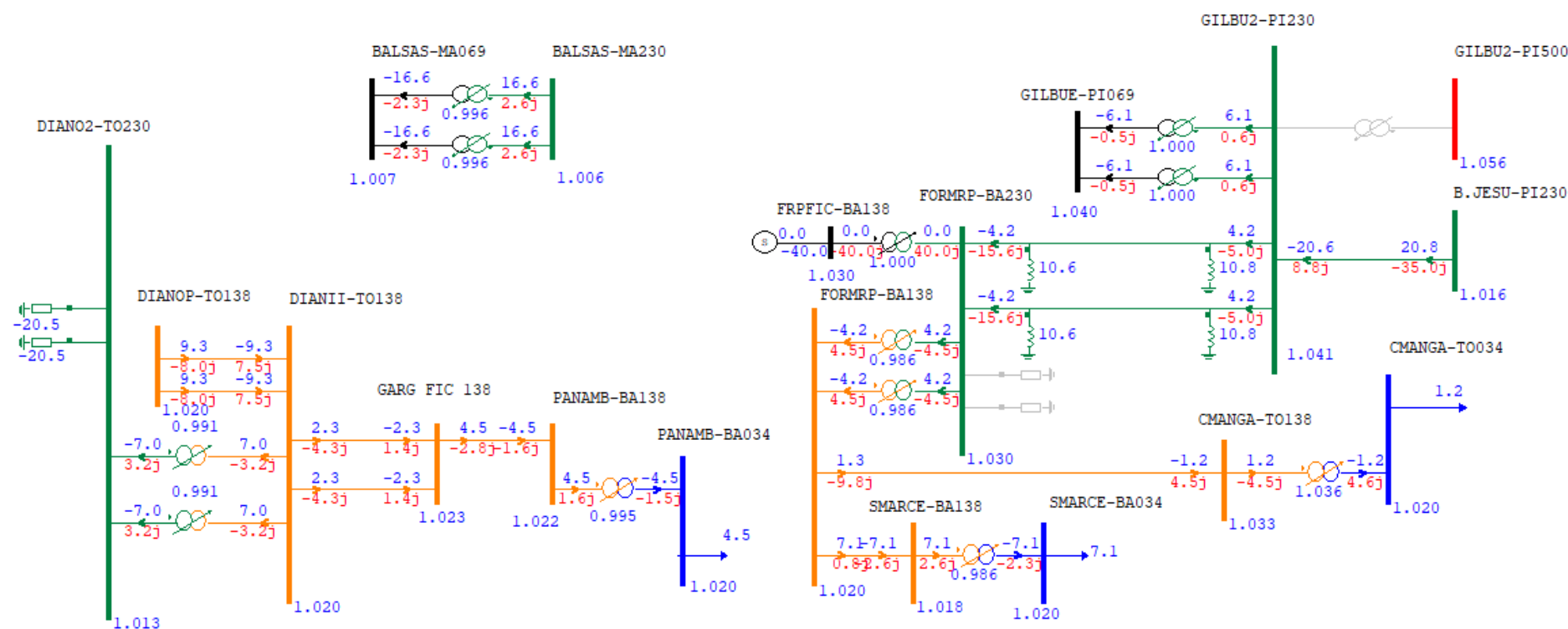


Figura 7-7 – Alternativa 2 – Contingência do TR Gilbués II 500/230 kV – 2026 – Carga Leve

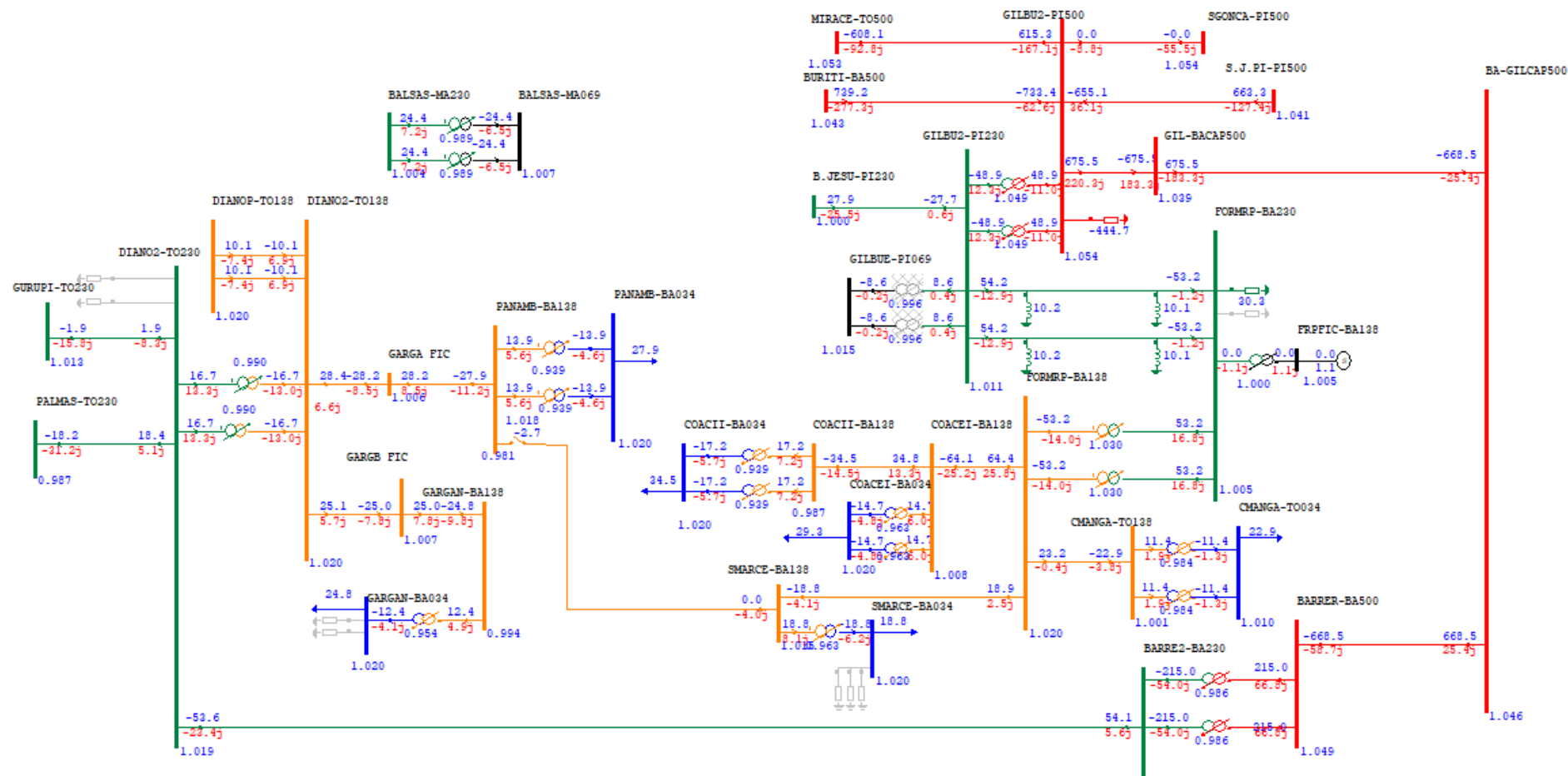


Figura 7-8 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – 2036 – Carga Máxima

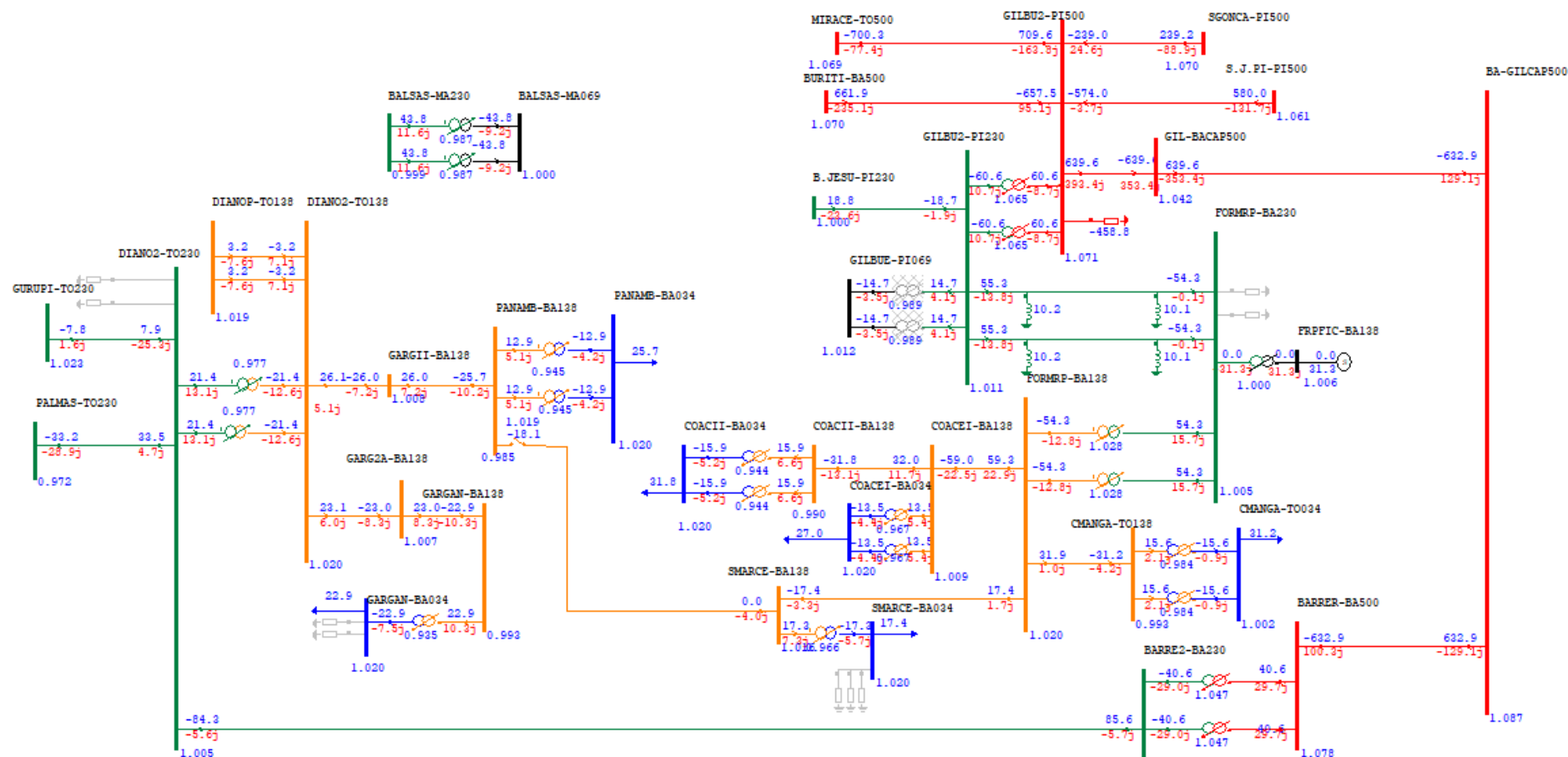


Figura 7-9 – Alternativa 2 – Regime Normal de Operação – 2036 – Carga Média

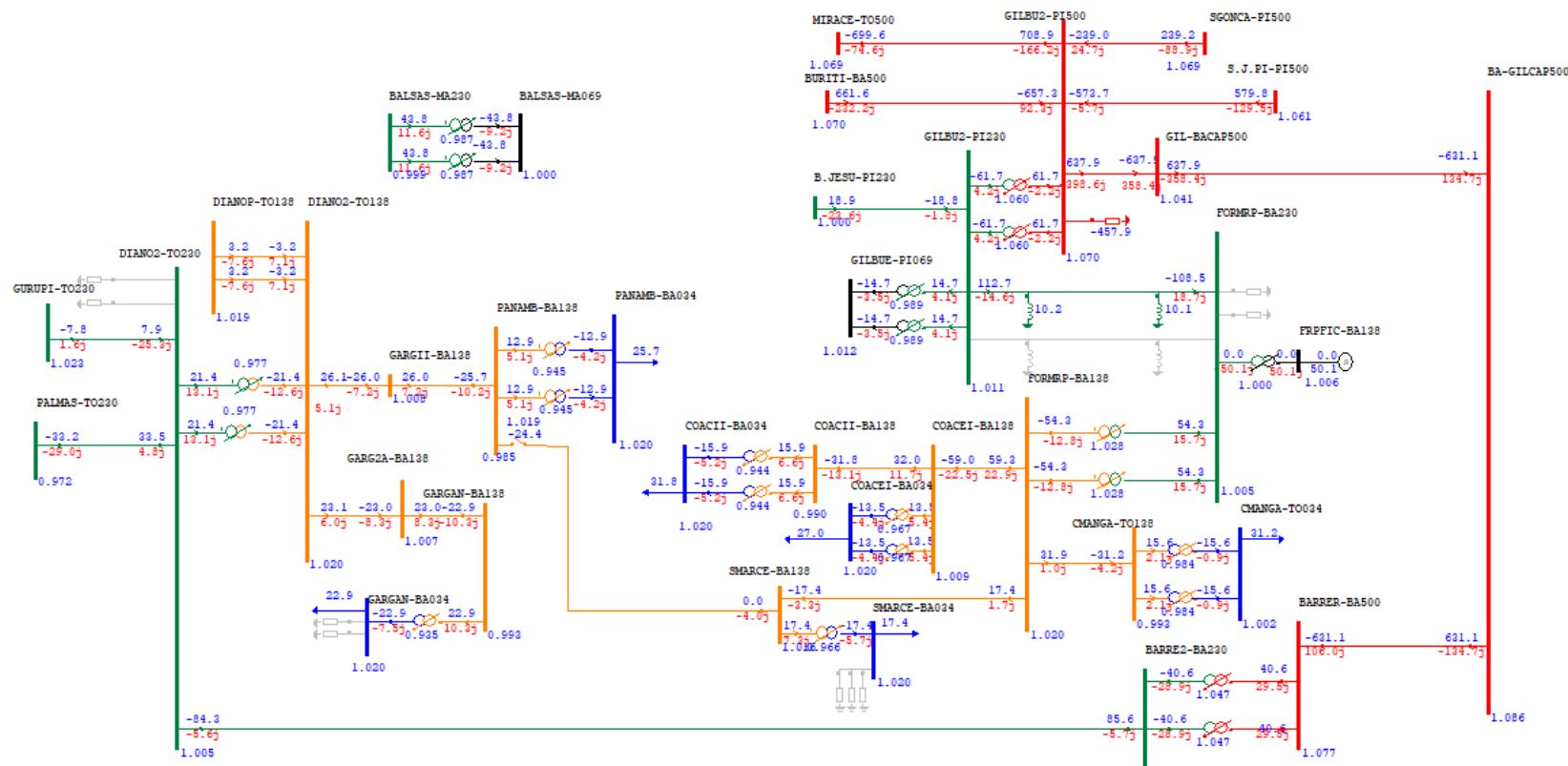


Figura 7-10 – Alternativa 2 – Contingência LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto C1 – 2036 – Carga Média

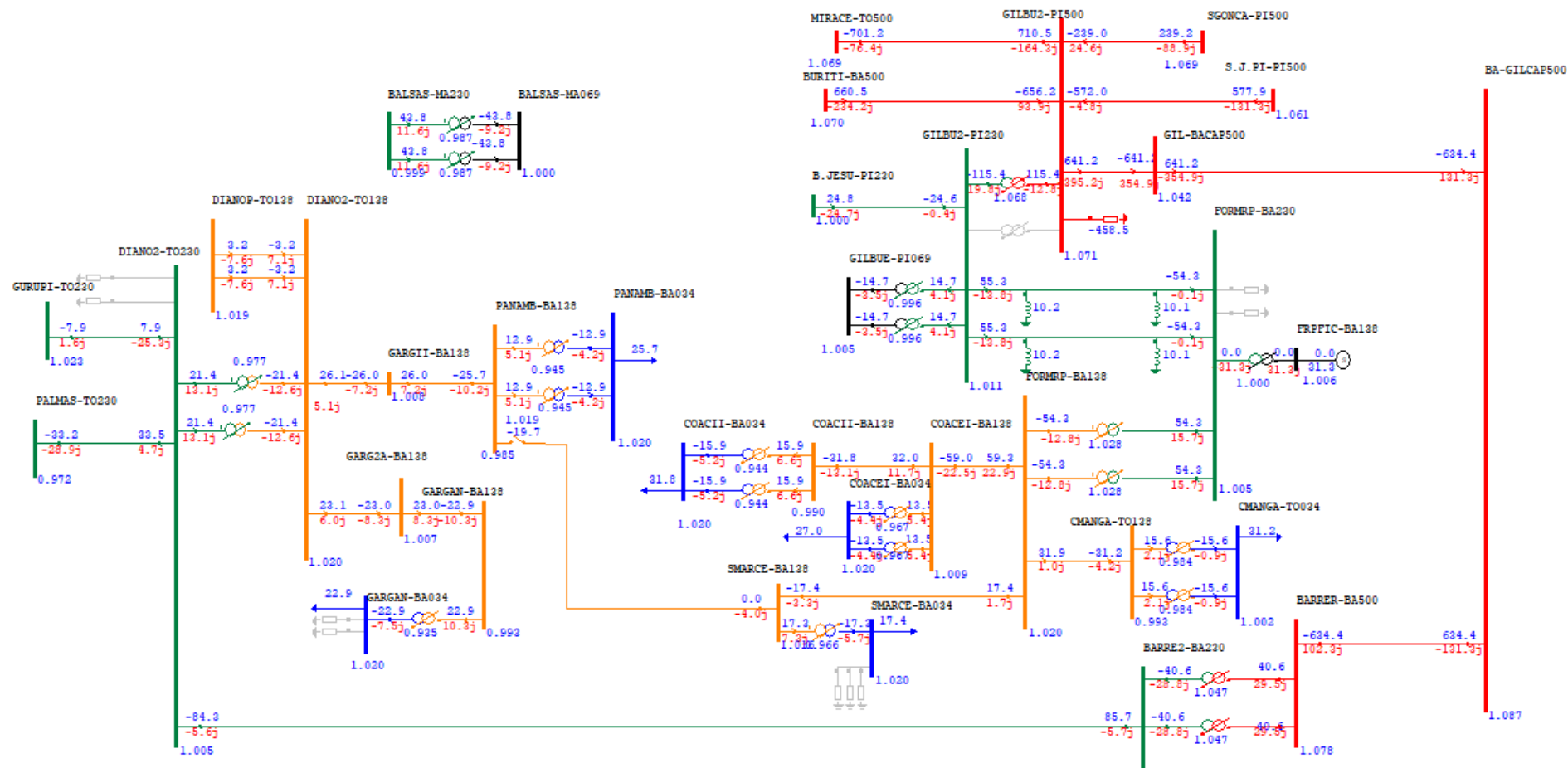


Figura 7-11 – Alternativa 2 – Contingência 1 TR 500/230 kV Gilbués II – 2036 – Carga Média

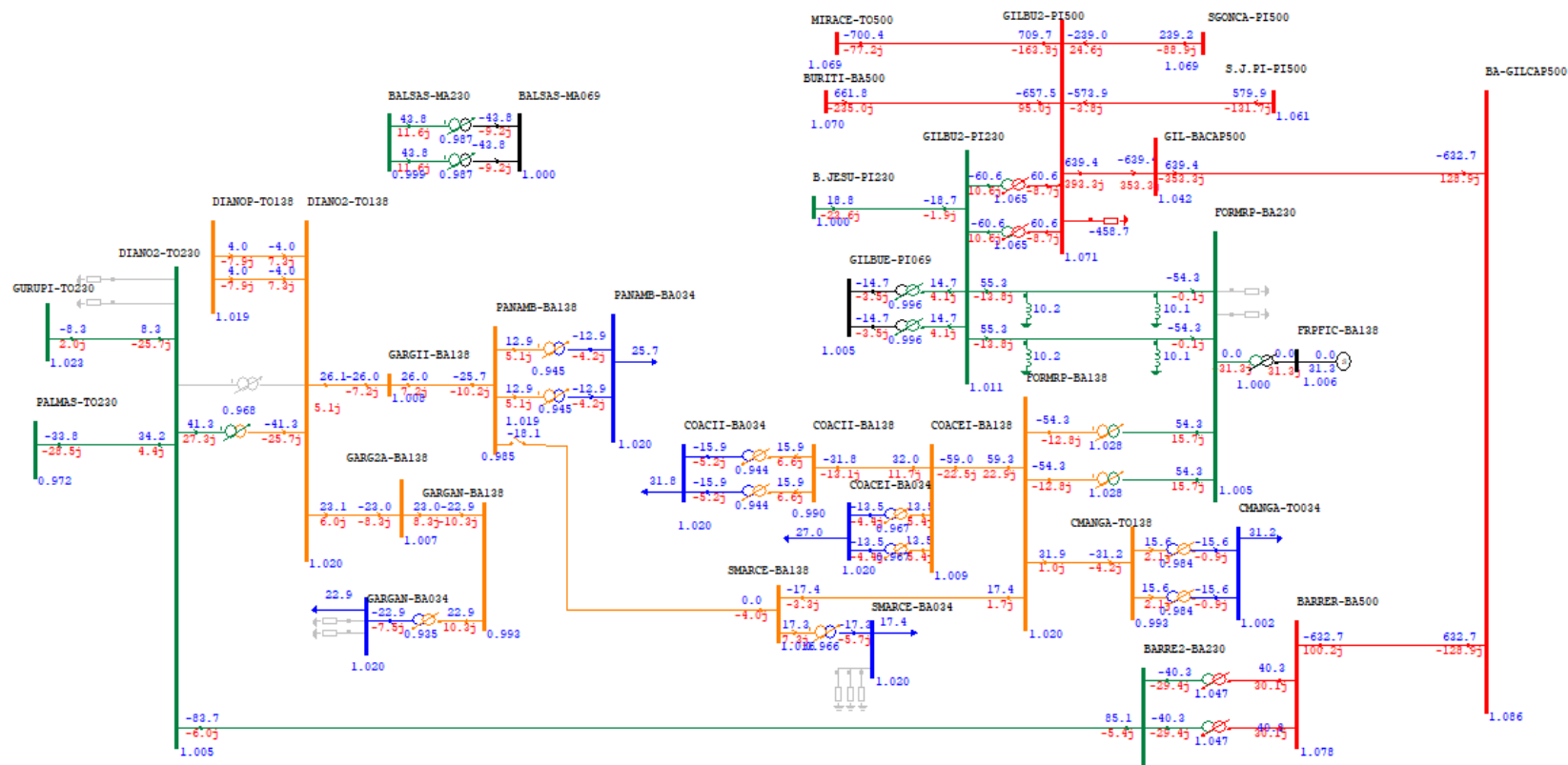


Figura 7-12 – Alternativa 2 – Contingência 1 TR 230/138 kV Dianópolis II – 2036 – Carga Média

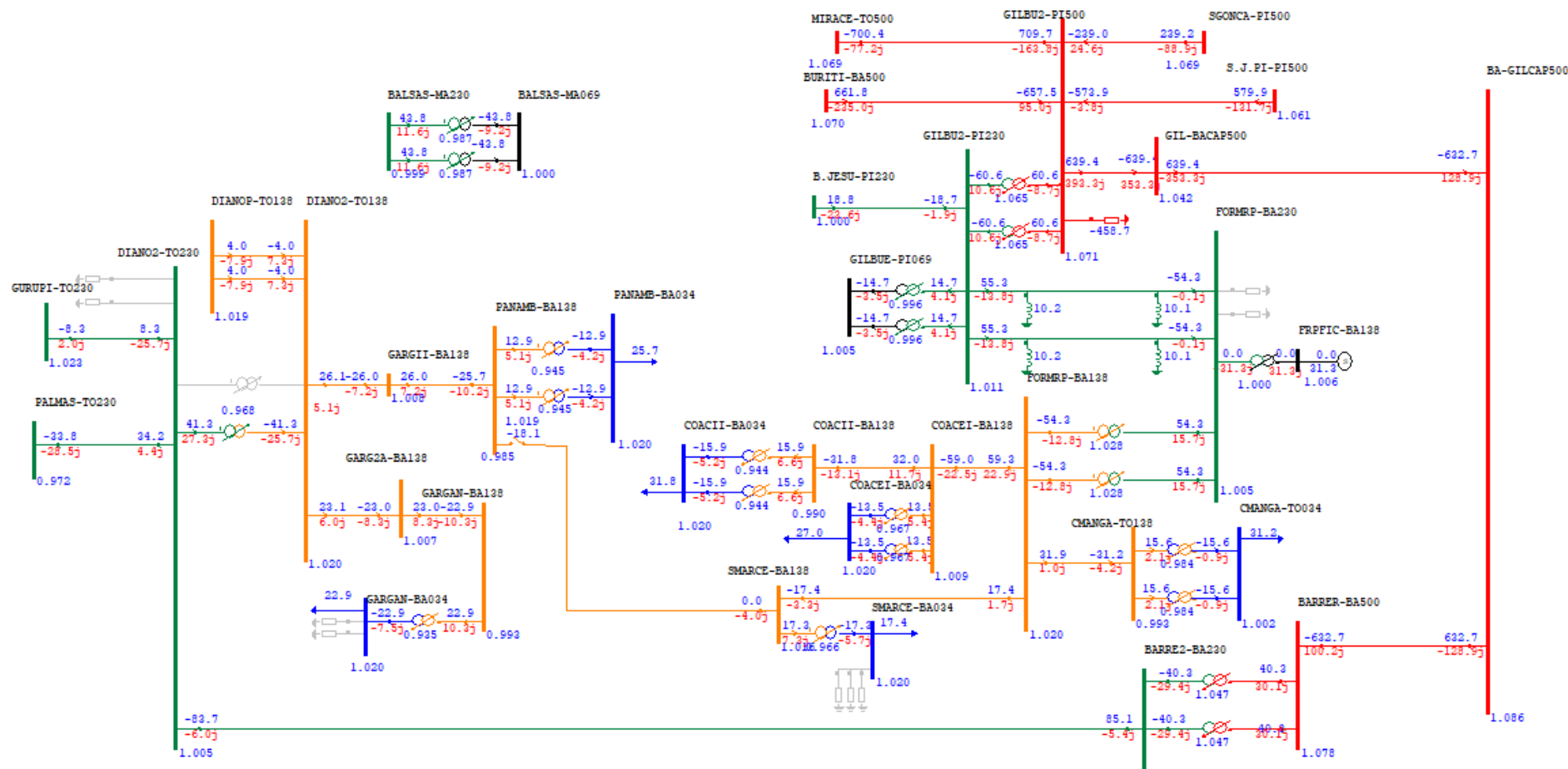


Figura 7-13 – Alternativa 2 – Contingência LT 500 kV Buriti – Gilbués II – 2036 – Carga Média

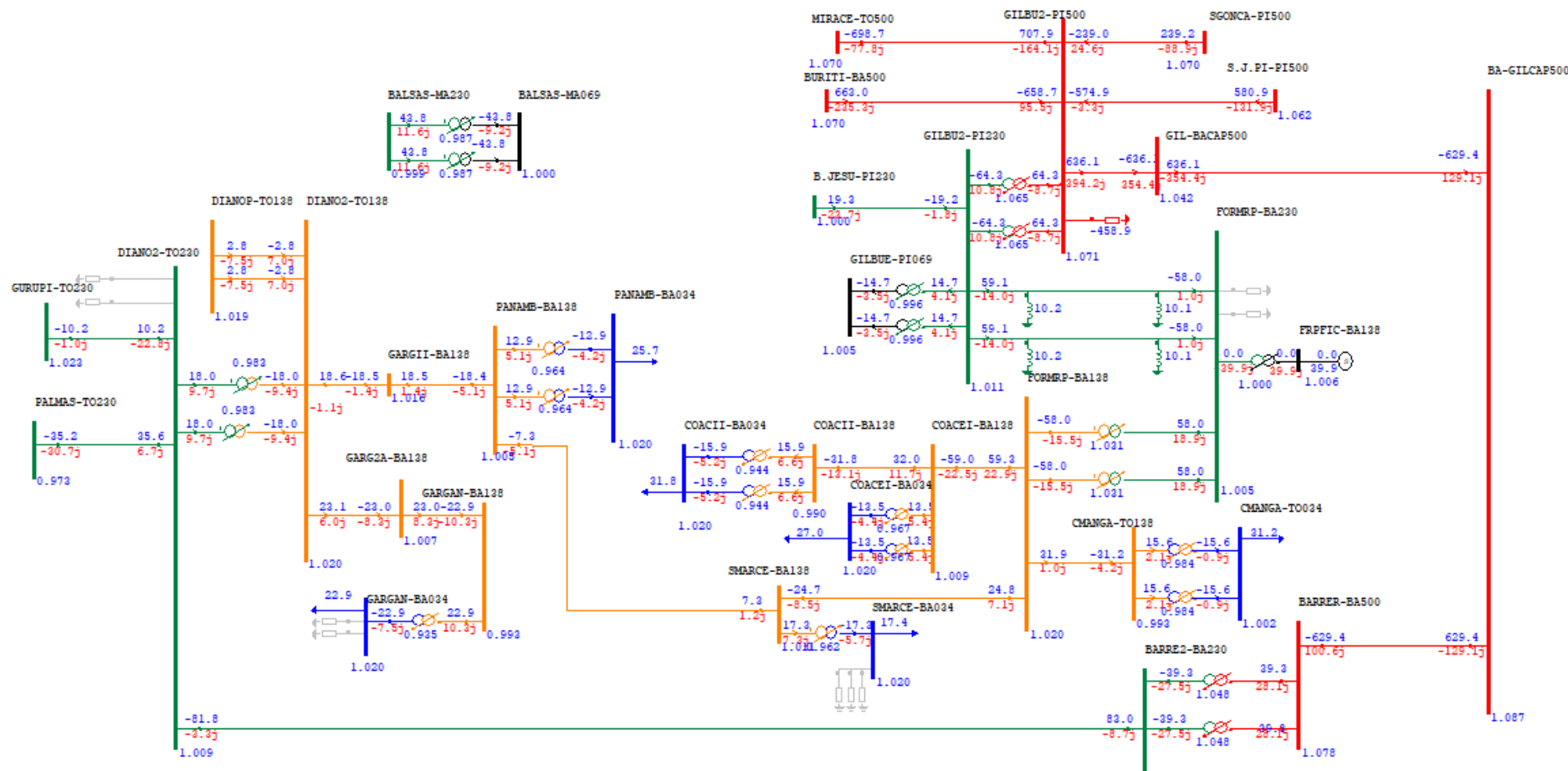


Figura 7-14 – Alternativa 2 – Alimentação da SE Panambi 138 kV via SE São Marcelo 138 kV – 2036 – Carga Média

O cronograma de obras de Rede Básica referentes à Alternativa 2 é apresentado na Tabela 7-5 e na Tabela 7-6. Os cronogramas das obras de distribuição, por distribuidora, são apresentados da Tabela 7-7 até a Tabela 7-10.

Tabela 7-5 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de transmissão

Obra	Ano	Descrição
LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto, CD	2026	Circuito Duplo 230 kV, 1x795 MCM, 212 km

Tabela 7-6 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Obra	Ano	Descrição
SE 230 kV Formosa do Rio Preto	2026	1º e 2º ATF 230/138 kV - (6 +1R)x50 MVA 2 Reatores de Linha - 3Ø - 10 Mvar Ref. LT Gilbués II- Formosa do Rio Preto, CD
		1 reator de barra manobrável – 230 kV – 1 x30 Mvar (3Φ)
		1 banco capacitores manobrável – 230 kV – 1x30 Mvar (3Φ)
		1º compensador síncrono – 230 kV – (-48/80) Mvar
SE 230 kV Gilbués II	2026	2 Reatores de Linha - 3Ø – 10 Mvar Ref. LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto, CD

Tabela 7-7 – Alternativa 2 – Principais obras em linhas de distribuição da Neoenergia Coelba

Obra	Ano	Descrição
LD Dianópolis II – Garganta II (*)	2024	Circuito duplo, 138 kV, 1 x 636 MCM, 43 km (*)
LD Garganta II – Panambi	2024	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 64 km(*)
LD Formosa do Rio Preto – São Marcelo	2026	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 27 km
LD Formosa do Rio Preto – Coaceral I	2027	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 13 km
LD Coaceral I – Coaceral II	2030	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 40 km
LD Garganta II - Garganta	2030	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 40 km
LD Panambi – São Marcelo	2034	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 59 km

*Até a construção da SE Garganta em 2030, o trecho Dianópolis II – Garganta II (nó fictício) operará geminado e continuará em circuito simples até a SE Panambi. A partir de 2030, os circuitos passarão a operar separados, um atendendo a SE Panambi e outro atenderá a SE Garganta

Tabela 7-8 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações de distribuição da Neoenergia Coelba

Obra	Ano	Descrição
SE 138/34,5 kV Panambi	2024	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV São Marcelo	2026	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138 kV/34,5 Coaceral I	2027	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Coaceral II	2030	1º e 2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Garganta	2030	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Panambi	2034	2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA

Tabela 7-9 – Alternativa 2– Principais obras linhas de distribuição da Energisa-TO

Obra	Ano	Descrição
LD Formosa do Rio Preto – Chapada da Mangabeira	2026	Circuito simples, 138 kV, 336,4 MCM CAA, 85 km

Tabela 7-10 – Alternativa 2 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Energisa-TO

Obra	Ano	Descrição
SE 138/34,5 kV Chapada da Mangabeira	2026	1º TR 138/34,5 kV – 25/28 MVA
SE 138/34,5 kV Chapada da Mangabeira	2031	2º TR 138/34,5 kV – 25/28 MVA

7.3 Alternativa 3 – Atendimento via Barreiras II

A nova SE Formosa do Rio Preto II 230/138 kV, proposta na Alternativa 3, conta inicialmente com 2 bancos de transformadores monofásicos 230/138 kV – (6+1R) x 50 MVA. Estão previstos, ainda, para o setor de 230 kV da SE Formosa do Rio Preto um reator de barra de 30 Mvar, um banco de capacitores de 30 Mvar e um compensador síncrono -48/80 Mvar. A integração com a Rede Básica se dará por meio da nova LT 230 kV Barreiras II – Formosa do Rio Preto, em circuito duplo, condutor 1 x 795 MCM e extensão aproximada de 246 km.

A integração com a rede de distribuição da Neoenergia Coelba e da Energisa-TO, se dará a partir da conexão da SE Formosa do Rio Preto 138 kV com as novas subestações São Marcelo 138/34,5 kV (Coelba) e Chapada da Mangabeira 138/34,5kV (Energisa-TO), ambas em 2026, Coaceral I (Coelba), em 2027, Coaceral II, em 2030. A SE Panambi 138/34,5 kV (2024) e a SE Garganta 138/34,5 kV, prevista para 2030, serão alimentadas a partir da SE 138 kV Dianópolis II. As linhas e subestações representadas na rede de distribuição da Equatorial-MA e Equatorial-PI estão detalhadas no item 6.5.

Considerando a implantação dessas obras, o sistema apresenta desempenho satisfatório para o período analisado (2026 – 2036), atendendo os critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências simples de elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

A seguir, da Figura 7-15 a Figura 7-17, são apresentados os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação referente ao ano de 2026, patamar de carga leve, bem como para a contingência de um dos transformadores de Barreiras 500/230 kV e para a contingência da LT 230 kV Barreiras II – Formosa do Rio Preto C1.

Os resultados das simulações de fluxo de potência relativas ao ano 2036, tanto para a para a condição normal de operação, como para as contingências simples de elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, patamar de carga média, estão mostrados na Figura 7-18 até a Figura 7-21. A Figura 7-22 apresenta o resultado da simulação de fluxo de potência considerando a SE Panambi 138 kV sendo alimentada pela SE 138 kV São Marcelo, em caso de indisponibilidade da LD 138 kV Dianópolis II – Panambi.

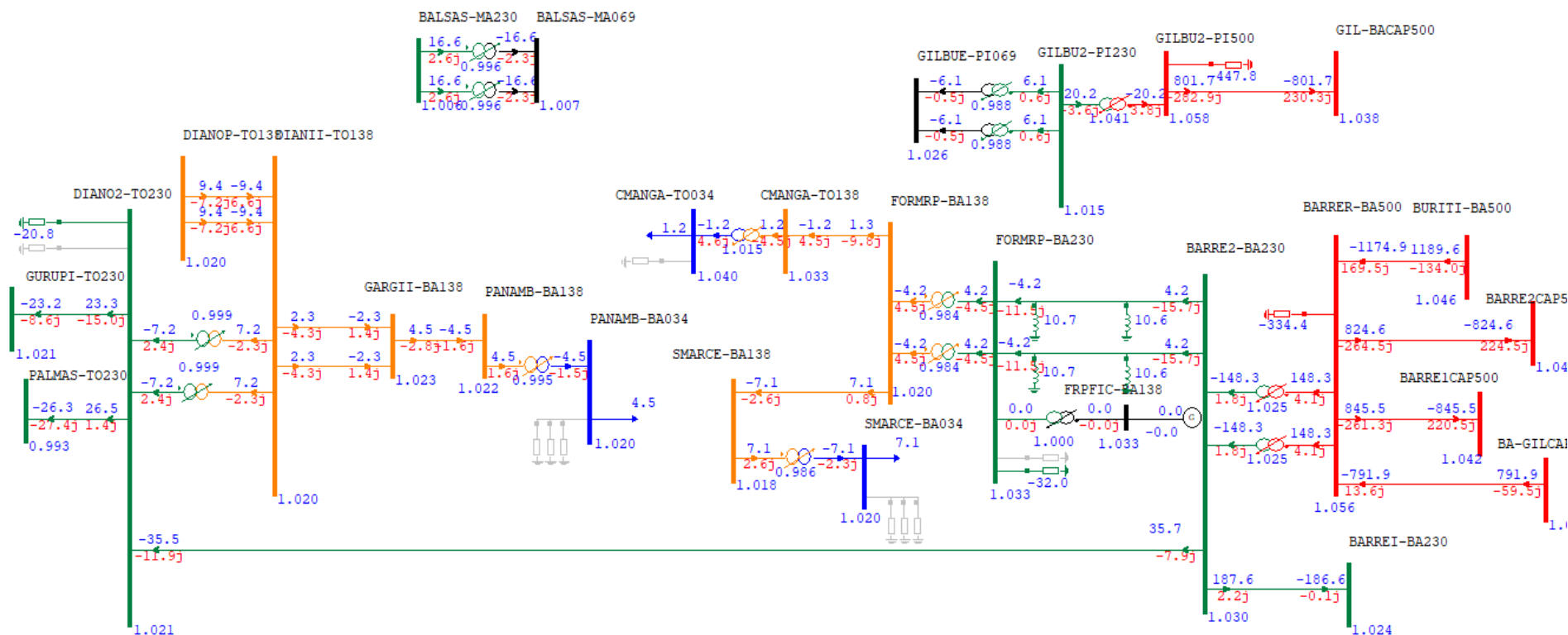


Figura 7-15 – Alternativa 3 – Regime Normal de Operação –Carga Leve – 2026

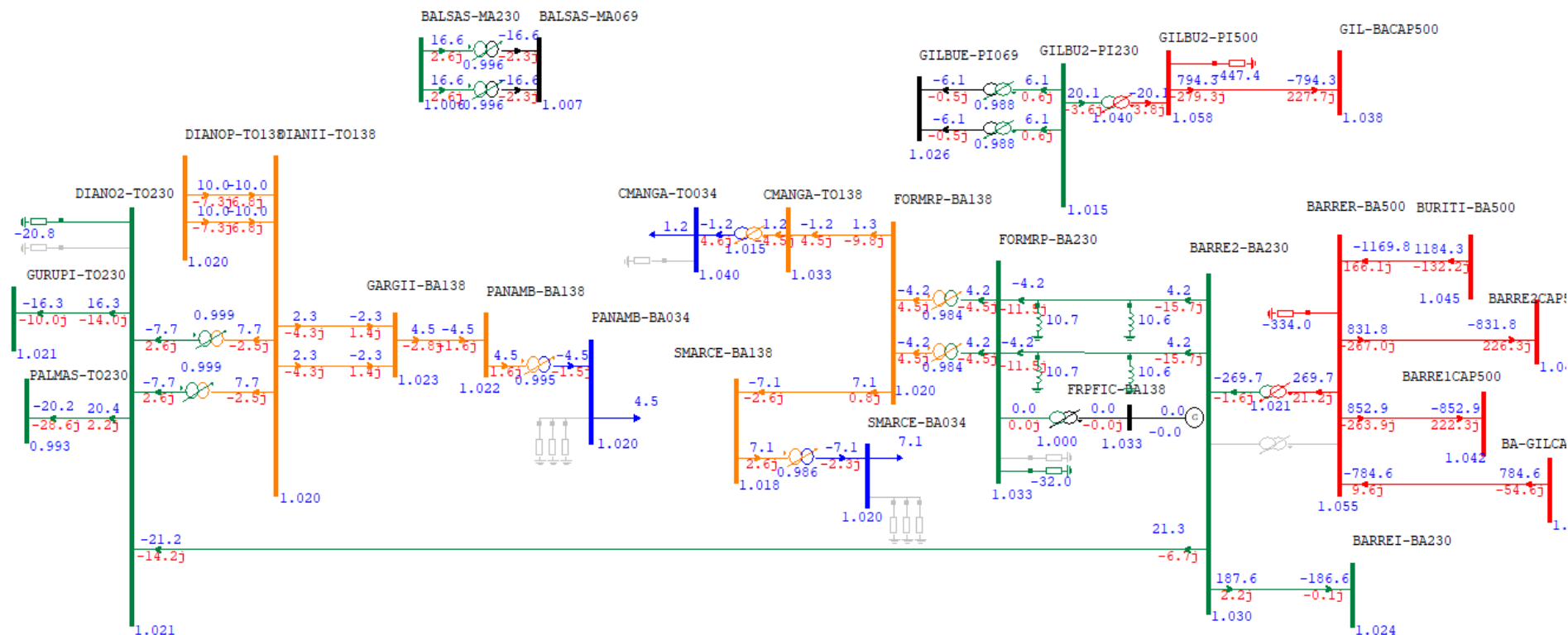


Figura 7-16 – Alternativa 3– Contingência de 1 TR Barreiras 500/230 kV –Carga Leve – 2026

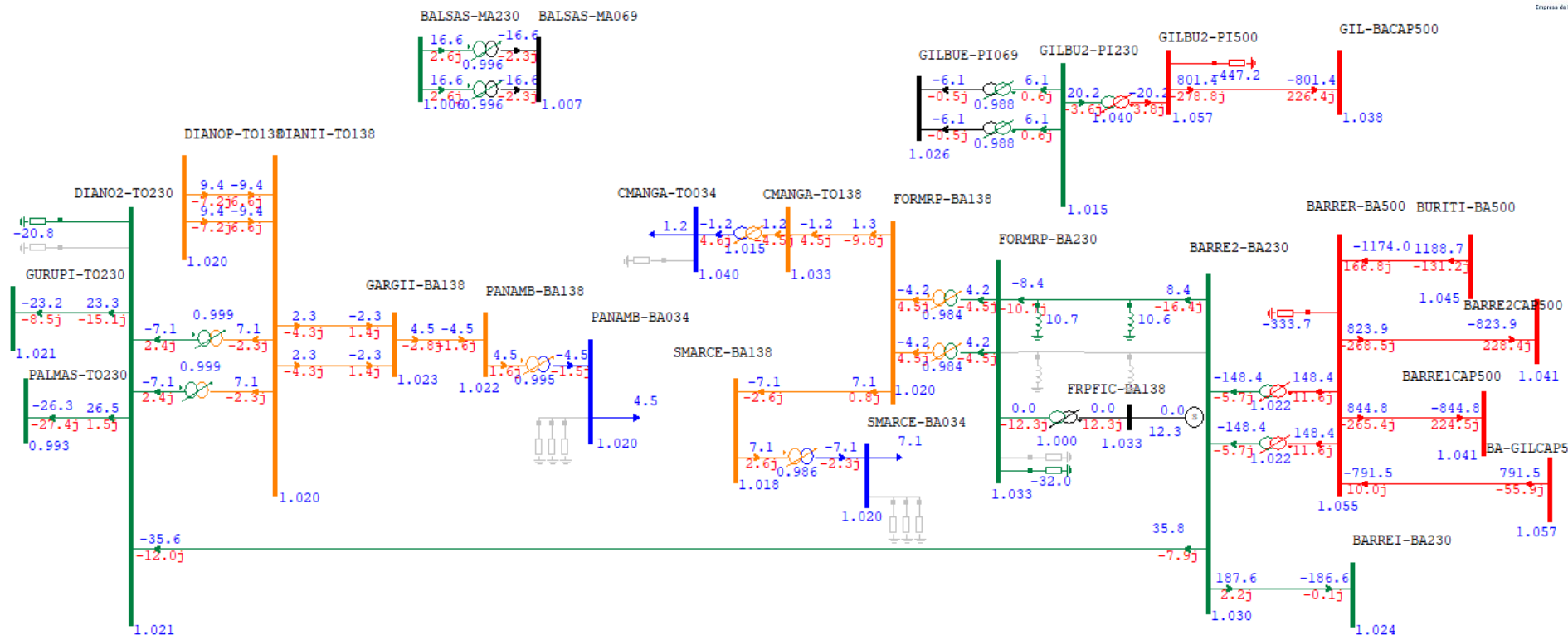


Figura 7-17 – Alternativa 3 – Contingência LT 230 kV Barreiras II – Formosa do Rio Preto C1 – Carga Leve – 2026

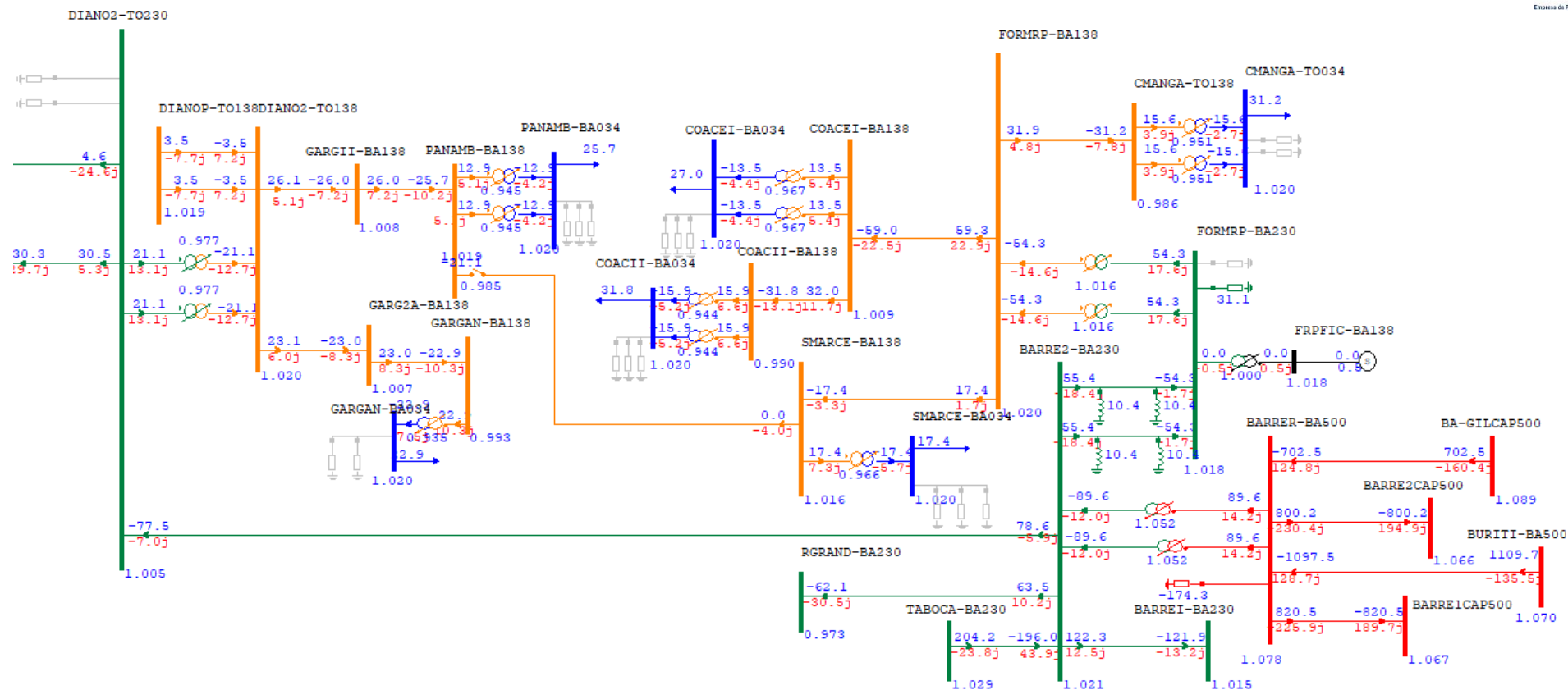


Figura 7-18 – Alternativa 3 – Regime de Operação Normal - Carga Média – 2036

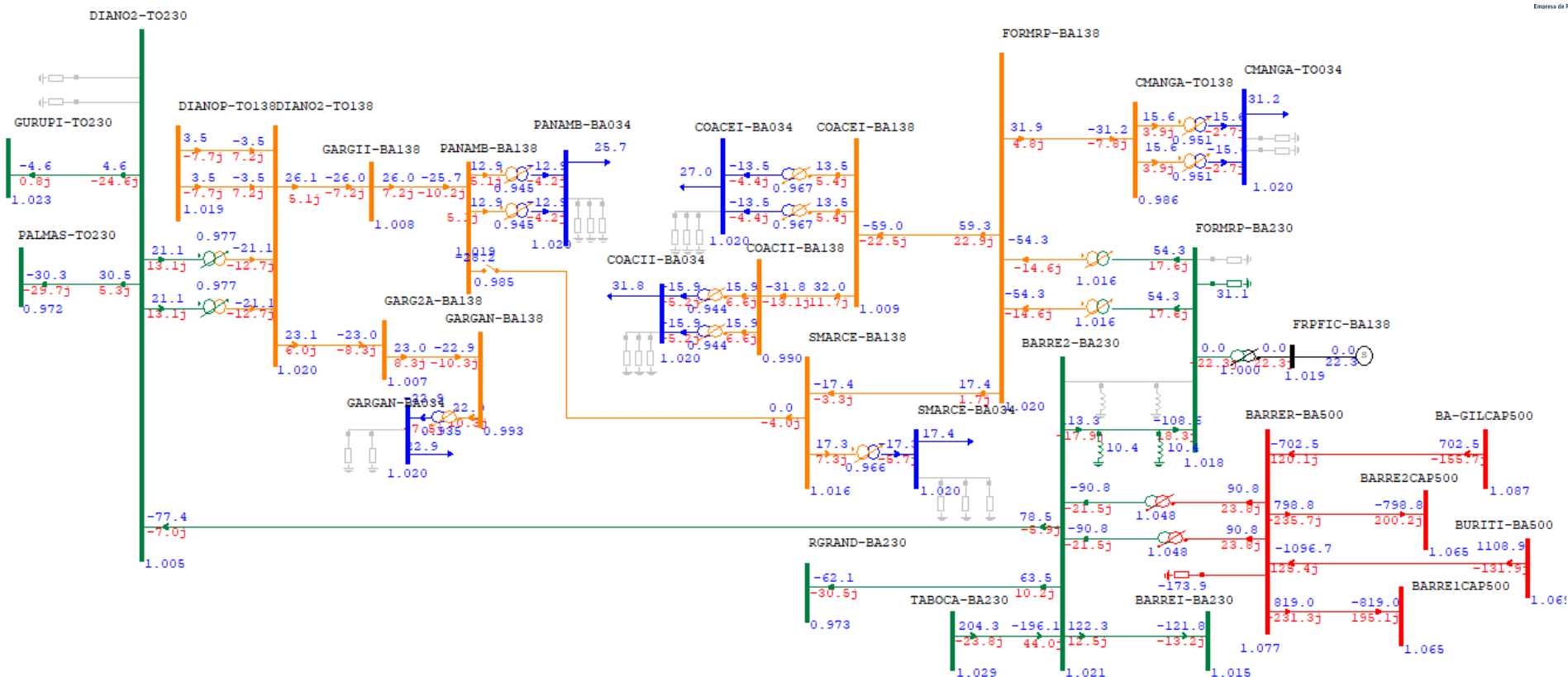


Figura 7-19 – Alternativa 3 – Contingência LT 230 kV Barreiras II – Formosa do Rio Preto C1 - Carga Média – 2036

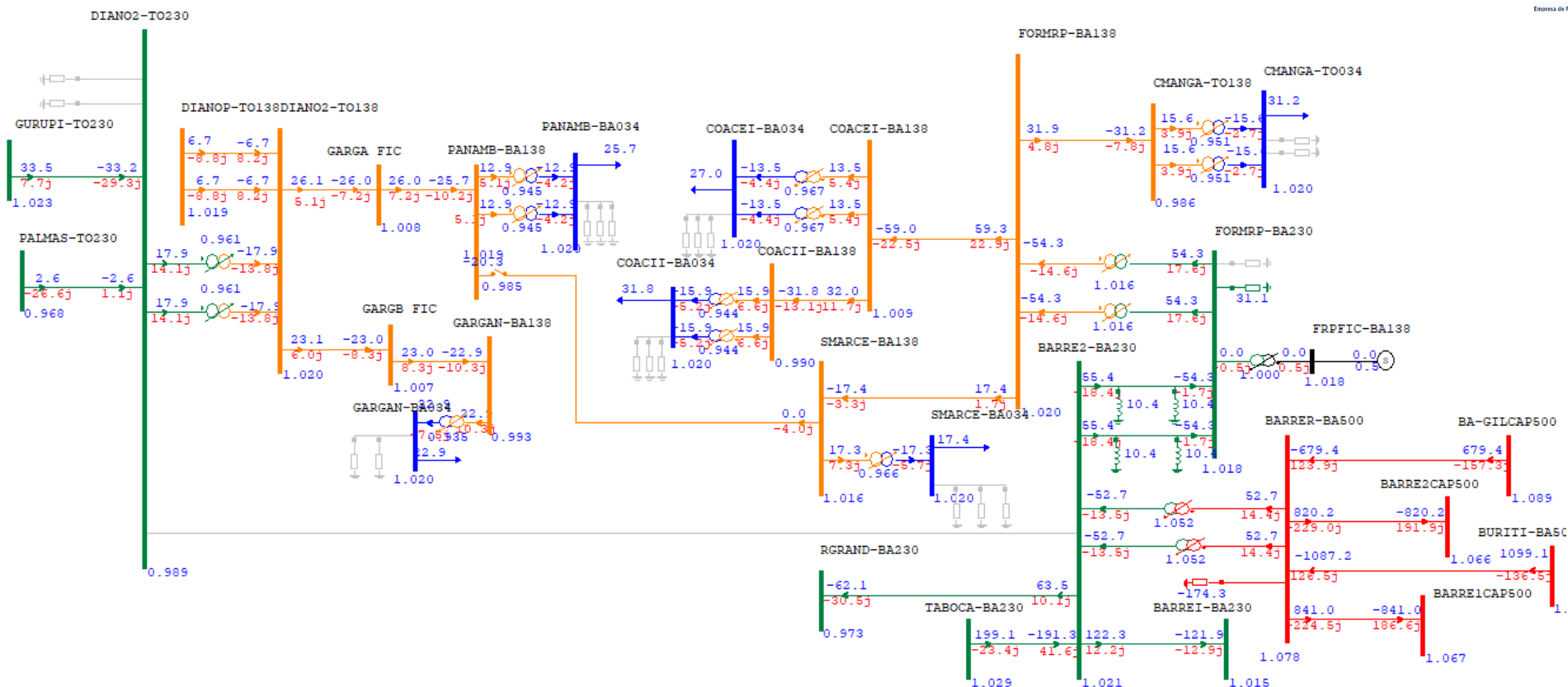


Figura 7-20 – Alternativa 3 – Contingência LT 230 kV Barreiras II – Dianópolis II - Carga Média – 2036

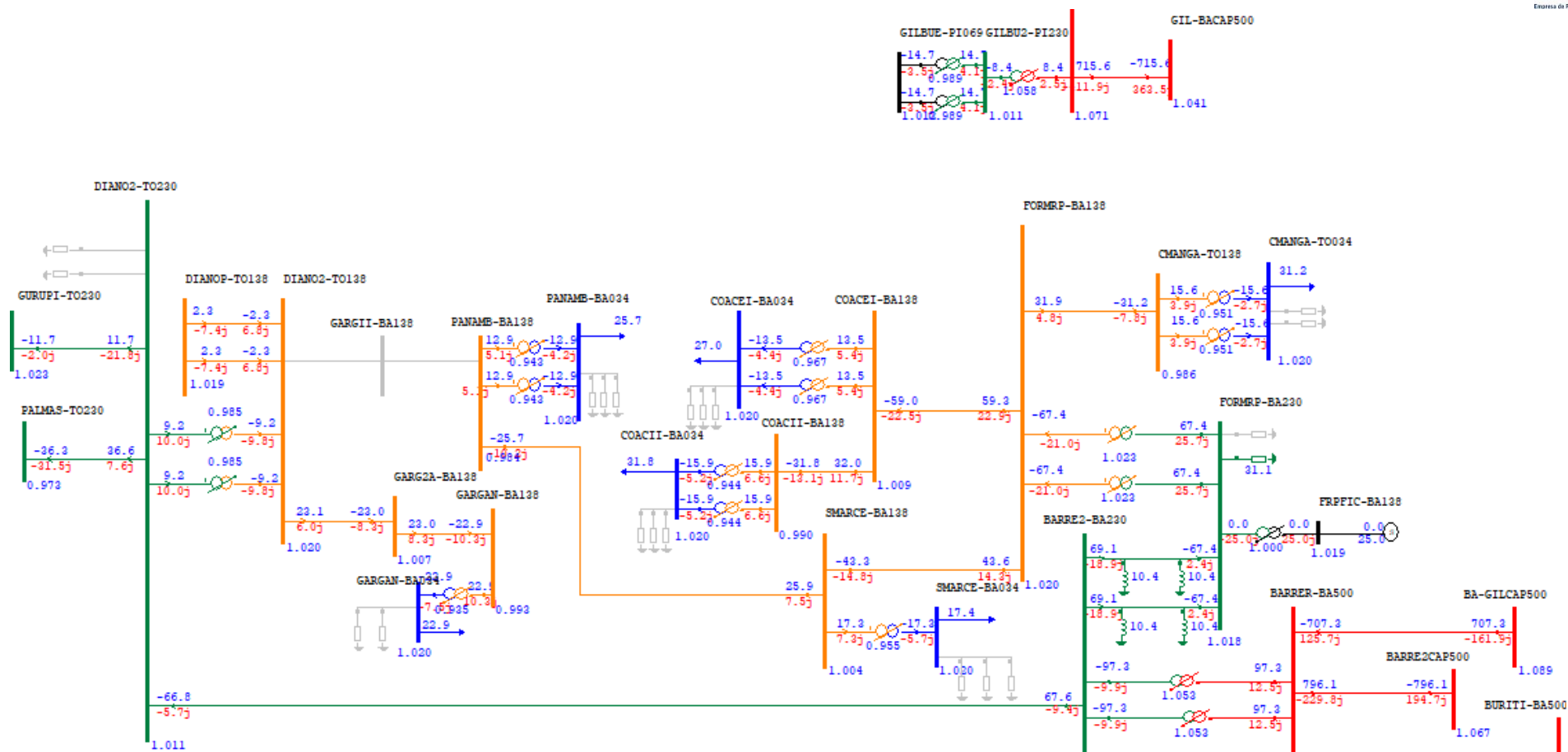


Figura 7-22 – Alternativa 3 – Alimentação da SE Panambi 138 kV via SE São Marcelo 138 kV – 2036 – Carga Média

O cronograma de obras de Rede Básica relativas à Alternativa 3 é apresentado na Tabela 7-11 e Tabela 7-12.

Os cronogramas de obras referentes às redes de distribuição são apresentados nas tabelas a seguir da Tabela 7-13 a Tabela 7-16.

Tabela 7-11 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de transmissão

Obra	Ano	Descrição
LT Barreiras II – Formosa do Rio Preto, CD	2026	Circuito Duplo 230 kV, 1x795 MCM, 246 km

Tabela 7-12 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Obra	Ano	Descrição
SE 230 kV Formosa do Rio Preto	2026	1º e 2º ATF 230/138 kV - (6 +1R) x 50 MVA
		2 Reatores de Linha - 3Ø - 10 Mvar Ref. LT Barreiras II- Formosa do Rio Preto, CD
		1º reator de barra manobrável – 230 kV – 30 Mvar (3Φ)
		1º banco capacitores de barra manobrável – 230 kV – 30 Mvar (3Φ)
		1º compensador síncrono – 230 kV – (-48/80) Mvar
SE 230 kV Barreiras II	2026	2 Reatores de Linha - 3Ø – 10 Mvar Ref. LT Barreiras II – Formosa do Rio Preto, CD

Tabela 7-13 – Alternativa 3 – Principais obras em linhas de distribuição da Neoenergia Coelba

Obra	Ano	Descrição
LD Dianópolis II – Garganta II (*)	2024	Circuito duplo, 138 kV, 1 x 636 MCM, 43 km (*)
LD Garganta II – Panambi	2024	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 64 km(*)
LD Formosa do Rio Preto – São Marcelo	2026	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 27 km
LD Formosa do Rio Preto – Coaceral I	2027	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 13 km
LD Coaceral I – Coaceral II	2030	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 40 km
LD Garganta II - Garganta	2030	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 40 km
LD Panambi – São Marcelo	2034	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 59 km

*Até a construção da SE Garganta em 2030, o trecho Dianópolis II – Garganta II (nó fictício) operará geminado e continuará em circuito simples até a SE Panambi. A partir de 2030, os circuitos passarão a operar separados, um atendendo a SE Panambi e outro atenderá a SE Garganta

Tabela 7-14 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Neoenergia Coelba

Obra	Ano	Descrição
SE 138/34,5 kV Panambi	2024	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV São Marcelo	2026	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138 kV/34,5 Coaceral I	2027	1º e 2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Coaceral II	2030	1º e 2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Garganta	2030	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Panambi	2034	2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA

Tabela 7-15 – Alternativa 3– Principais obras linhas de distribuição da Energisa-TO

Obra	Ano	Descrição
LD Formosa do Rio Preto – Chapada da Mangabeira	2026	Circuito simples, 138 kV, 336,4 MCM CAA, 85 km

Tabela 7-16 – Alternativa 3 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Energisa-TO

Obra	Ano	Descrição
SE 138/34,5 kV Chapada da Mangabeira	2026	1º TR 138/34,5 kV – 25/28 MVA
SE 138/34,5 kV Chapada da Mangabeira	2031	2º TR 138/34,5 kV – 25/28 MVA

7.4 Alternativa 4 – Atendimento via Dianópolis II

A nova SE Formosa do Rio Preto II 230/138 kV, proposta na Alternativa 4, conta inicialmente com 2 bancos de transformadores monofásicos 230/138 kV – (6+1R) x 50 MVA. Estão previstos, ainda, para o setor da SE Formosa do Rio Preto 230 kV, um reator de barra de 30 Mvar, um banco de capacitores de 30 Mvar e um compensador síncrono -48/80 Mvar. A integração com a Rede Básica se dará por meio da nova LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, em circuito duplo, condutor 1 x 795 MCM e extensão aproximada de 176 km.

A integração com a rede de distribuição da Neoenergia Coelba e da Energisa-TO se dará a partir da conexão da SE Formosa do Rio Preto 138 kV com as novas subestações: São Marcelo 138/34,5 kV (Coelba) e Chapada da Mangabeira (Energisa-TO), ambas em 2026, e Coaceral I (Coelba), em 2027, Coaceral II (Coelba), em 2030. A SE Panambi 138/34,5 kV (2024) e a SE Garganta 138/34,5 kV, prevista para 2030, serão alimentadas a partir da SE 138 kV Dianópolis II. As linhas e subestações representadas na rede de distribuição da Equatorial-MA e Equatorial-PI estão detalhadas no item 6.5.

Considerando a implantação dessas obras, o sistema apresenta desempenho satisfatório para o período analisado (2026 – 2036), atendendo os critérios estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a

condição normal de operação como para as contingências simples de elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, como pode ser observado pelos resultados das simulações apresentados a seguir (Figura 7-23 até Figura 7-30).

Os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação referentes ao ano de 2026, patamar de carga leve, bem como para a contingência de um dos transformadores da SE 230/138 kV Dianópolis II e contingência de um circuito da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto são mostrados da Figura 7-23 a Figura 7-25.

Para o ano 2036, quando se verificam os maiores carregamentos da rede no patamar de carga média, são apresentados os resultados dos fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação (Figura 7-26) e para contingências simples de elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira. São mostradas as seguintes contingências: um dos transformadores 230/138 kV da SE Dianópolis II (Figura 7-27); um circuito da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto (Figura 7-28); um dos transformadores 230/138 kV da SE Formosa do Rio Preto (Figura 7-29) e LT 230 kV Dianópolis II – Barreiras II (Figura 7-30). Na Figura 7-31 está plotado o resultado da simulação de fluxo de potência considerando a SE Panambi 138 kV sendo alimentada pela SE 138 kV São Marcelo, em caso de indisponibilidade da LD 138 kV Dianópolis II – Panambi.

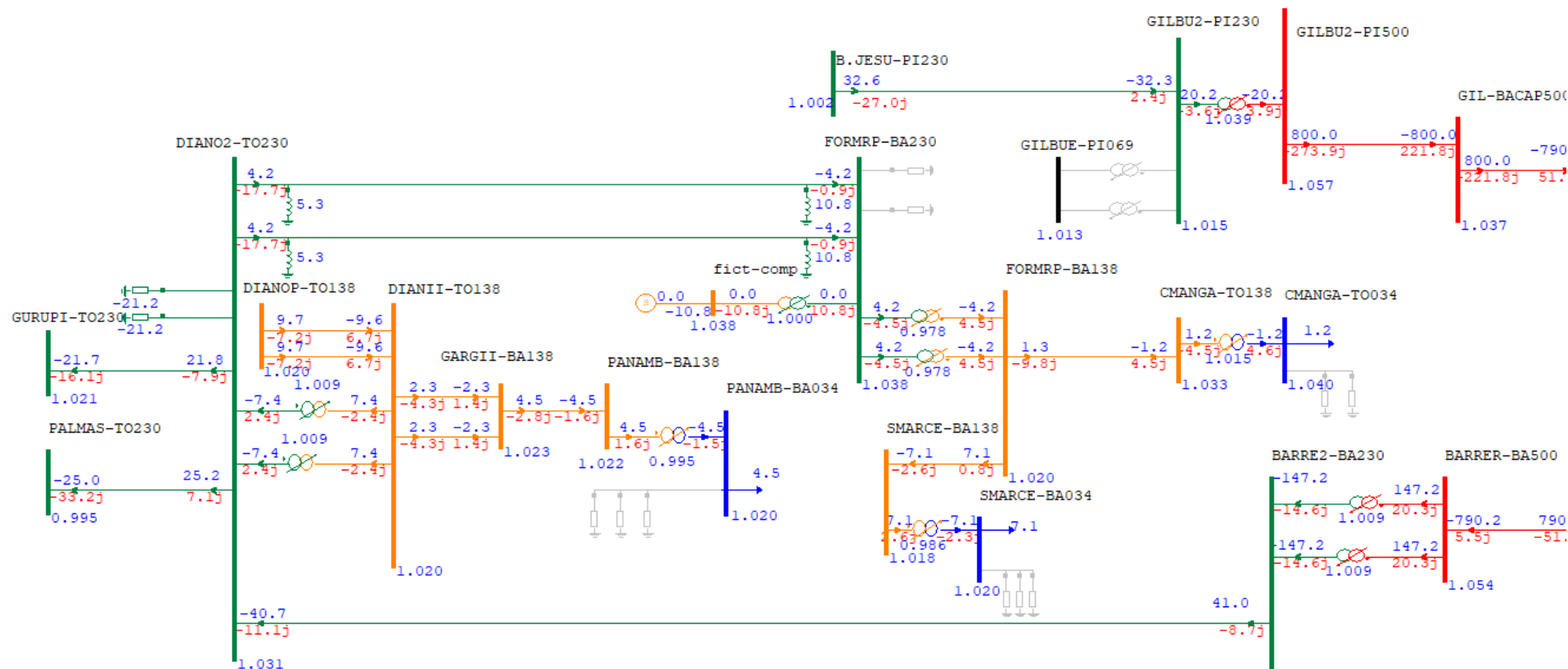


Figura 7-23 – Alternativa 4 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – 2026

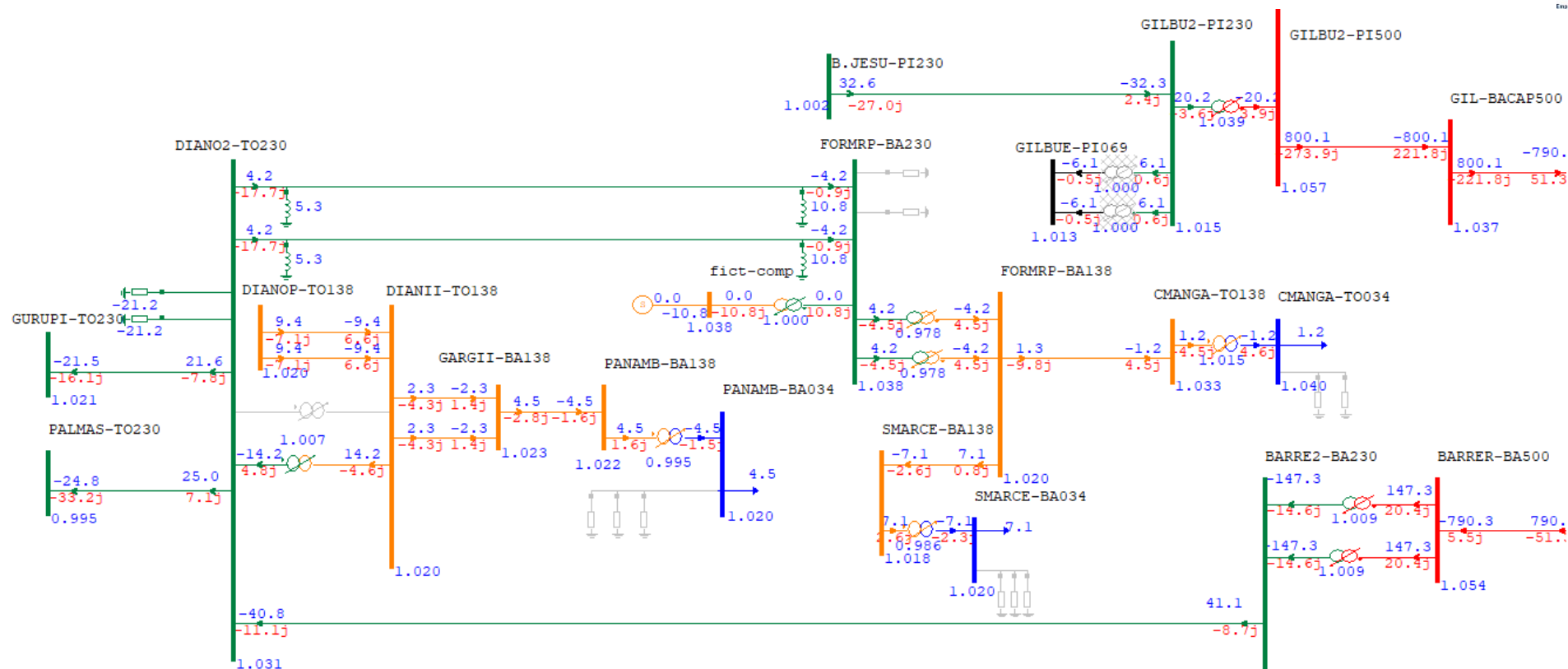


Figura 7-24 – Alternativa 4 – Contingência de 1 TR 230/138 kV Dianópolis II – Carga Leve – 2026

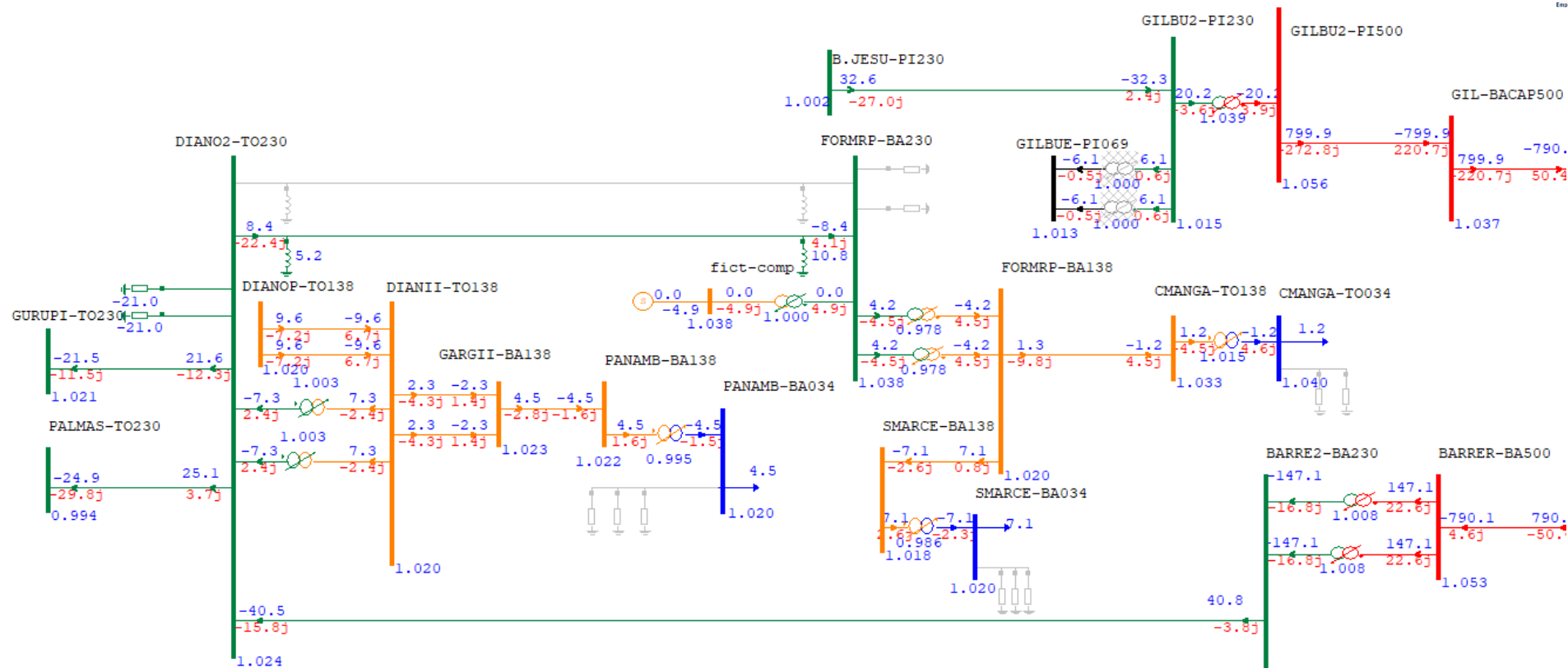


Figura 7-25 – Alternativa 4 – Contingência LT 230 kV Dianópolis II –Formosa do Rio Preto C1 – Carga Leve – 2026

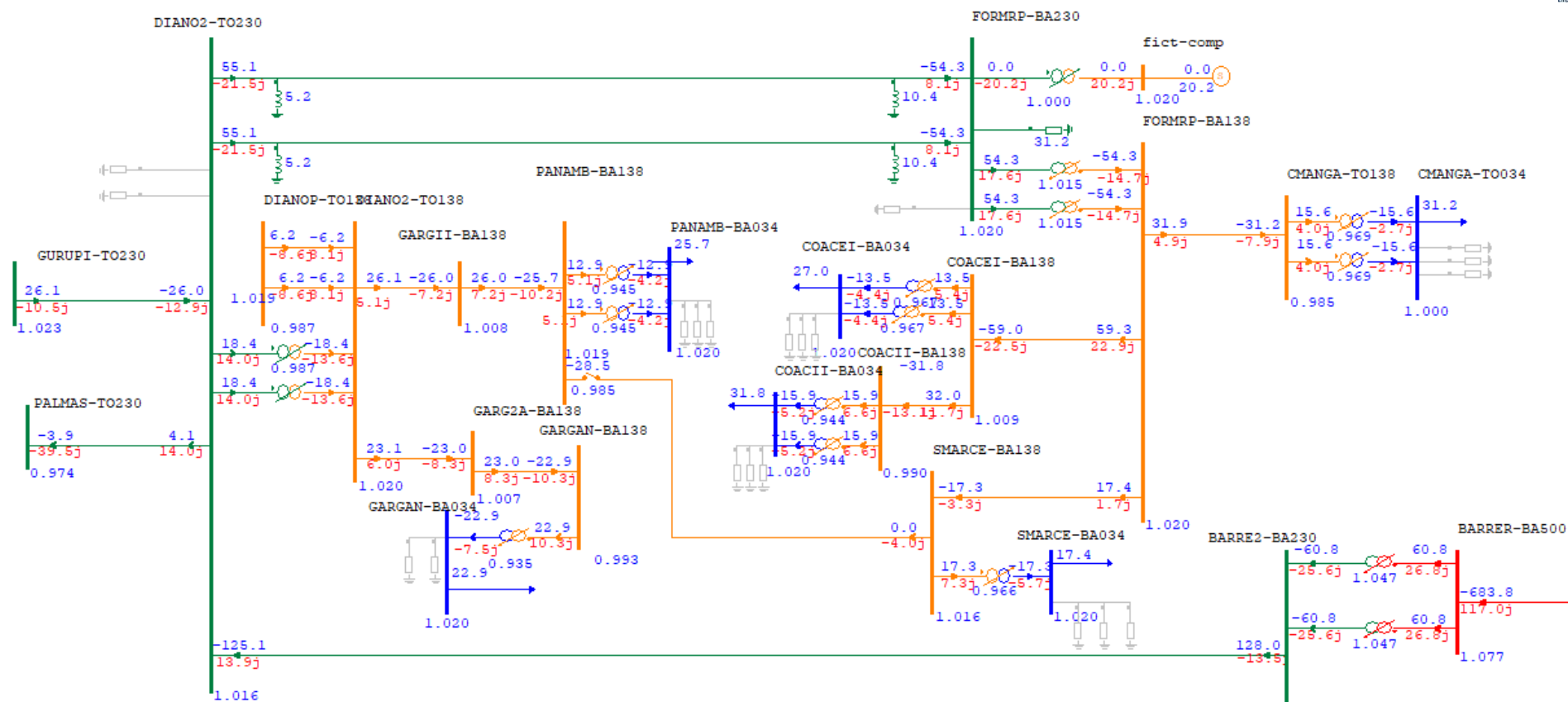


Figura 7-26 – Alternativa 4 – Regime de Operação Normal – Carga Média – 2036

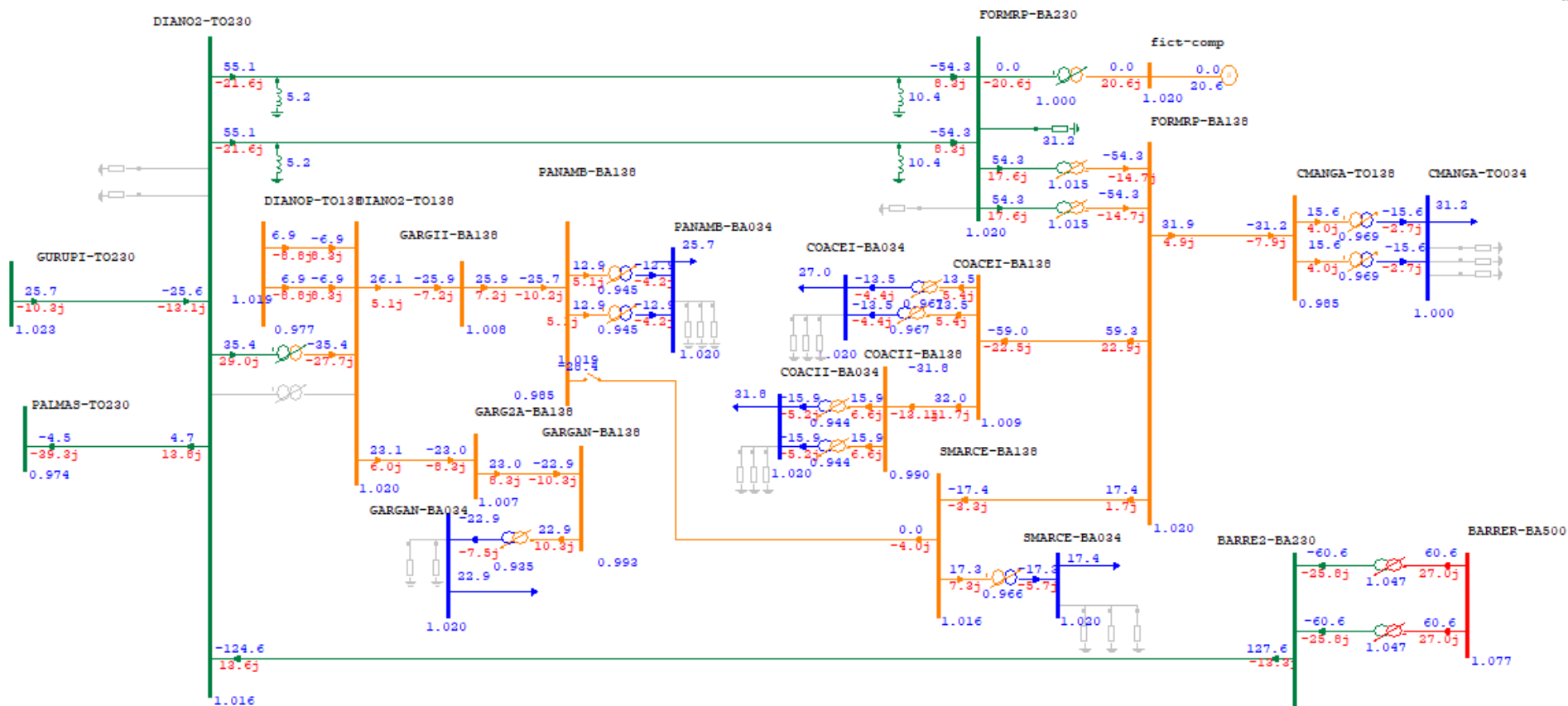


Figura 7-27 – Alternativa 4 – Contingência de 1 TR 230/138 kV Dianópolis II – Carga Média – 2036

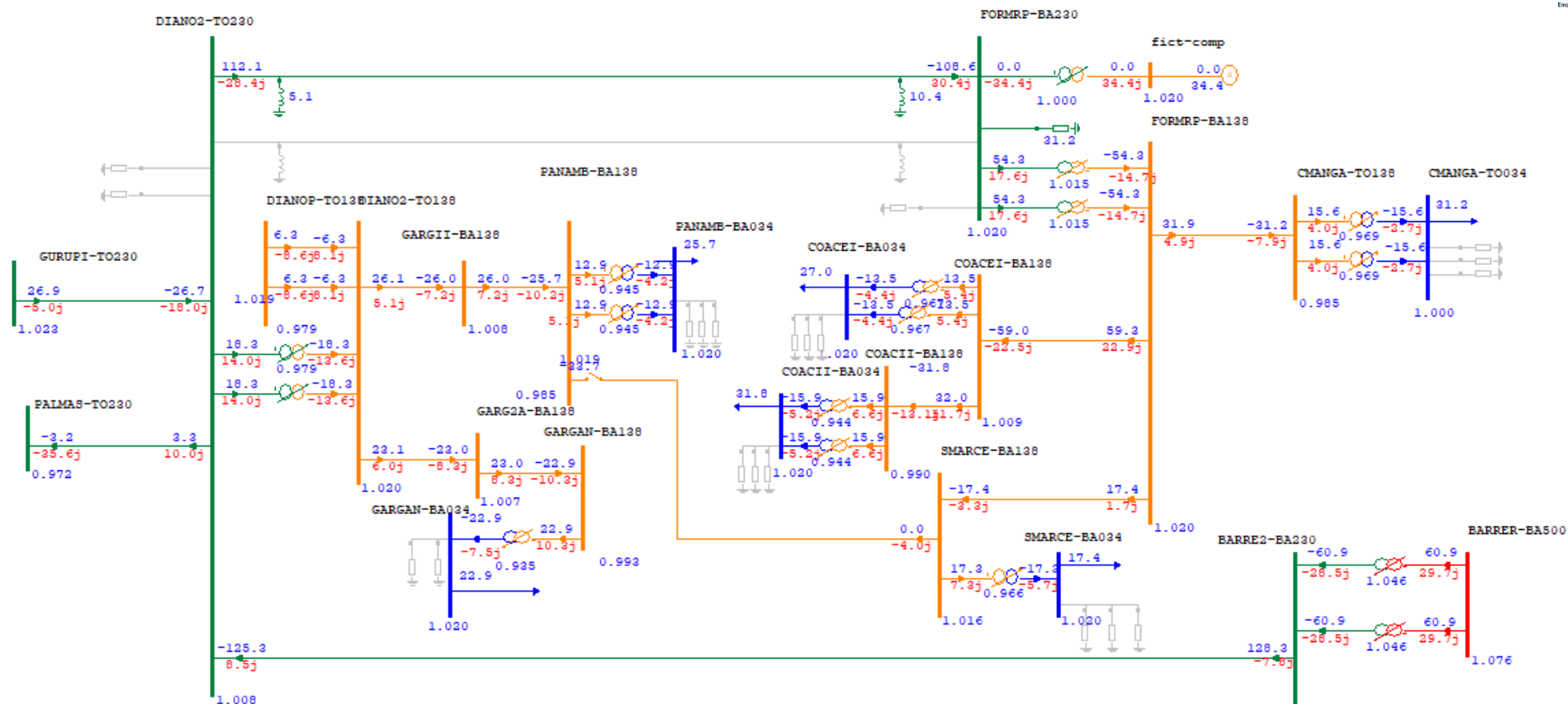


Figura 7-28 – Alternativa 4 – Contingência da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1– Carga Média – 2036

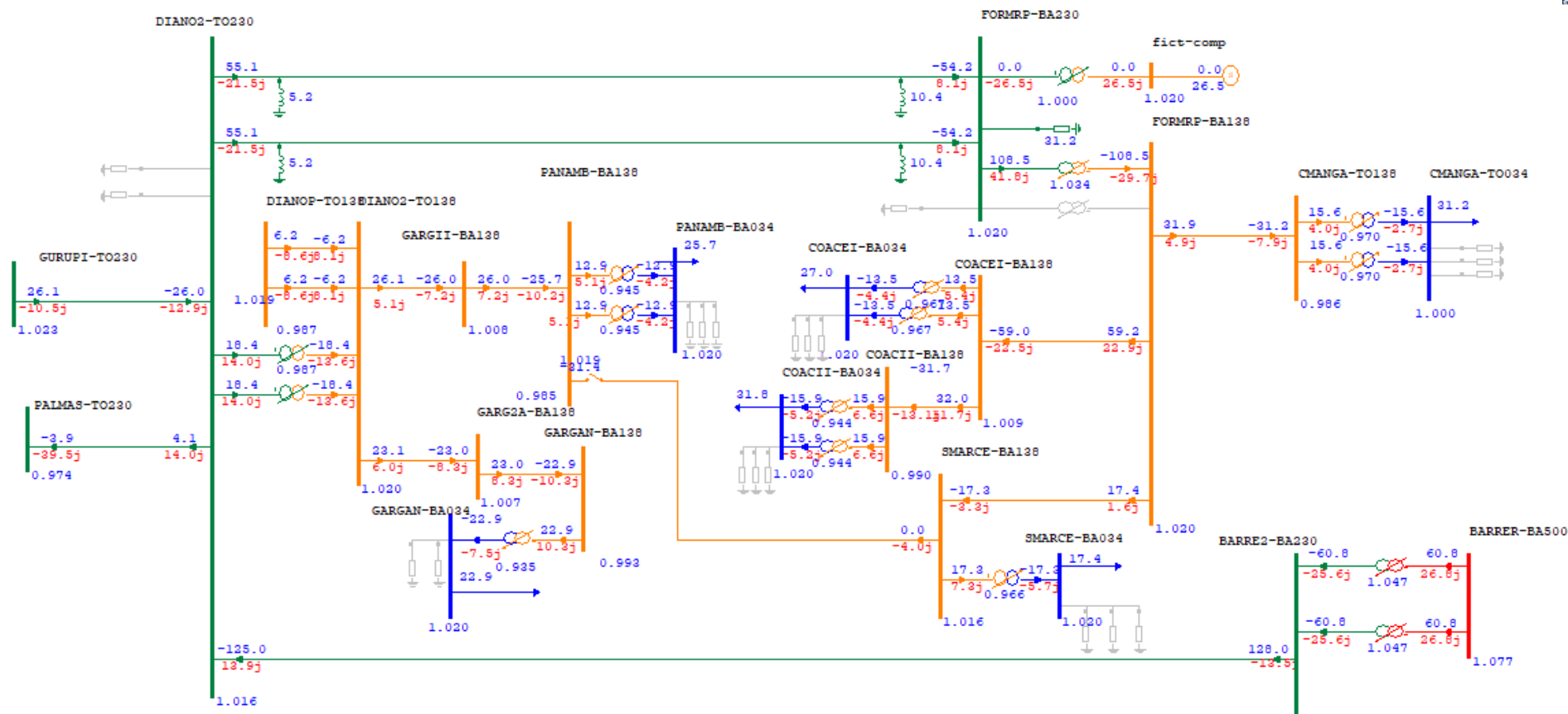


Figura 7-29 – Alternativa 4 – Contingência de 1 TR 230/69 kV da SE Formosa do Rio Preto – Carga Média – 2036

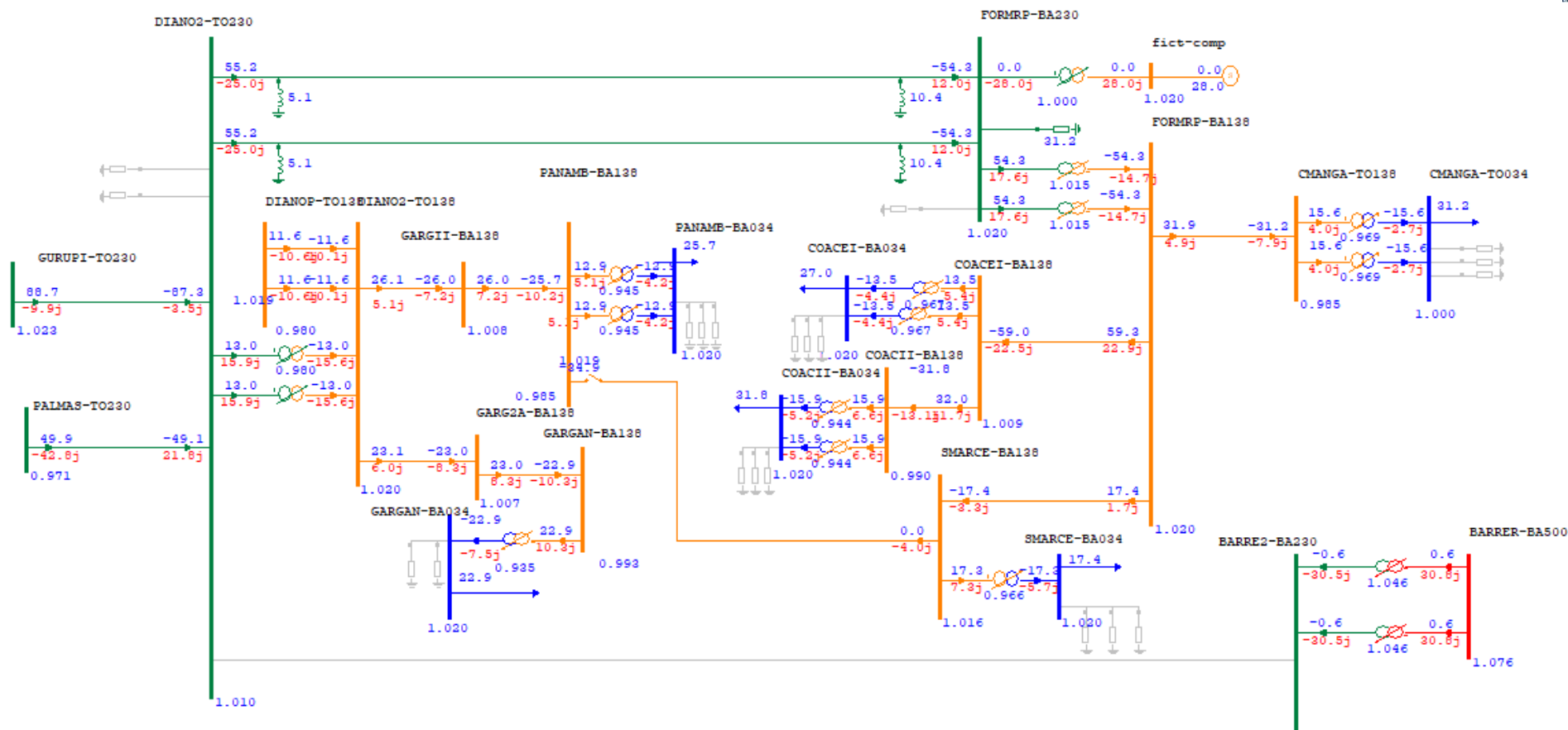


Figura 7-30 – Alternativa 4 – Contingência de LT 230 kV Dianópolis II – Barreiras II – Carga Média – 2036

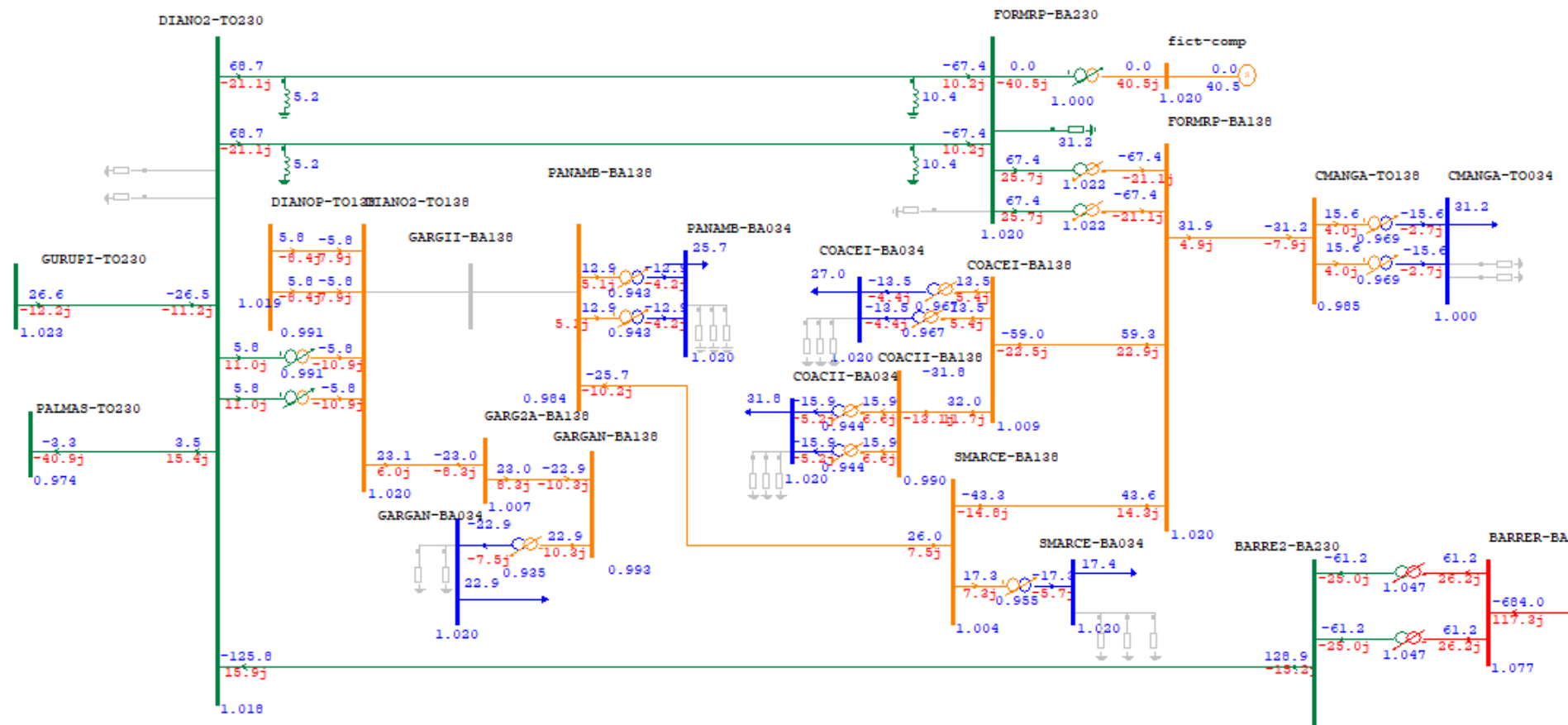


Figura 7-31 – Alternativa 4 – Alimentação da SE Panambi 138 kV via SE São Marcelo 138 kV – 2036 – Carga Média

O cronograma de obras de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira referentes à Alternativa 4 é apresentado na Tabela 7-17 e na Tabela 7-18.

Os cronogramas de obras referentes às redes de distribuição são apresentados da Tabela 7-19 a Tabela 7-22.

Tabela 7-17 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de transmissão

Obra	Ano	Descrição
LT Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, CD	2026	Circuito Duplo 230 kV, 1x795 MCM, 176 km

Tabela 7-18 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Obra	Ano	Descrição
SE 230 kV Formosa do Rio Preto	2026	1º e 2º ATFs 230/138 kV - (6 +1R) x 50 MVA
		2 Reatores de Linha - 3Ø - 10 Mvar
		Ref. LT Dianópolis II- Formosa do Rio Preto, CD
		1 reator de barra manobrável – 230 kV – 30 Mvar (3Φ)
SE 230 kV Dianópolis II	2026	1 banco de capacitores manobrável 230 kV – 30 Mvar (3Φ)
		1º compensador síncrono – 230 kV – (-48/80) Mvar
		2 Reatores de Linha - 3Ø – 5 Mvar
		Ref. LT Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, CD

Tabela 7-19 – Alternativa 4 – Principais obras em linhas de distribuição – Neoenergia Coelba

Obra	Ano	Descrição
LD Dianópolis II – Garganta II	2024	Circuito duplo, 138 kV, 1 x 636 MCM, 43 km (*)
LD Garganta II – Panambi	2024	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 64 km(*)
LD Formosa do Rio Preto – São Marcelo	2026	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 27 km
LD Formosa do Rio Preto – Coaceral I	2027	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 13 km
LD Coaceral I – Coaceral II	2030	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 40 km
LD Garganta II - Garganta	2030	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 40 km
LD Panambi – São Marcelo	2034	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 59 km

*Até a construção da SE Garganta em 2030, o trecho Dianópolis II – Garganta II (nó fictício) operará geminado e continuará em circuito simples até a SE Panambi. A partir de 2030, os circuitos passarão a operar separados, um atendendo a SE Panambi e outro atenderá a SE Garganta

Tabela 7-20 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Neoenergia Coelba

Obra	Ano	Descrição
SE 138/34,5 kV Panambi	2024	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV São Marcelo	2026	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138 kV/34,5 Coaceral I	2027	1º e 2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Coaceral II	2030	1º e 2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Garganta	2030	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Panambi	2034	2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA

Tabela 7-21 – Alternativa 4 – Principais obras linhas de distribuição da Energisa-TO

Obra	Ano	Descrição
LD Formosa do Rio Preto – Chapada da Mangabeira	2026	Circuito simples, 138 kV, 336,4 MCM CAA, 85 km

Tabela 7-22 – Alternativa 4 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Energisa-TO

Obra	Ano	Descrição
SE 138/34,5 kV Chapada da Mangabeira	2026	1º TR 138/34,5 kV – 25/28 MVA
SE 138/34,5 kV Chapada da Mangabeira	2031	2º TR 138/34,5 kV – 25/28 MVA

7.5 Alternativa 5 – Atendimento via Dianópolis II e Gilbués II

A nova SE Formosa do Rio Preto II 230/138 kV, proposta na Alternativa 5, conta inicialmente com 2 bancos de transformadores monofásicos 230/138 kV – 2 x 150 MVA - (6+1R) x 50 MVA. Estão previstos, ainda, para o setor da SE Formosa do Rio Preto 230 kV, um reator de barra de 30 Mvar, um banco de capacitores de 30 Mvar e um compensador síncrono -48/80 Mvar. Esses equipamentos para controle de tensão visam atender as diversas configurações de evolução do sistema, dos patamares de carga e cenários de geração analisados, condições de operação normal e em contingência.

A integração da SE Formosa do Rio Preto com a Rede Básica se dará por meio das novas linhas de transmissão em 230 kV: Gilbués II – Formosa do Rio Preto, circuito simples, condutor 1 x 795 MCM e extensão aproximada de 212 km; Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, em circuito simples, condutor 1 x 795 MCM e extensão aproximada de 176 km.

A integração com a rede de distribuição da Neoenergia Coelba e da Energisa-TO se dará a partir da conexão da SE Formosa do Rio Preto 138 kV com as novas subestações São Marcelo 138/34,5 kV (BA) e Chapada da Mangabeira 138/34,5 kV (TO), ambas em 2026, e Coaceral I 138/34,5 kV (BA), em 2027.

A subestação Coaceral II 138/34,5 kV (BA) será conectada à SE Coaceral I, em 2030. A SE Garganta 138/34,5 kV (BA), se conectará à SE Dianópolis II 138 kV em 2030. A SE Panambi 138/34,5 kV estará conectada à SE Dianópolis 138 kV a partir de 2024, conforme planejamento da Coelba. As linhas e subestações representadas na rede de distribuição da Equatorial-MA e Equatorial-PI estão detalhadas no item 6.5.

Considerando a implantação dessas obras, o sistema apresenta desempenho satisfatório para o período analisado (2026 – 2036), atendendo os critérios de planejamento estabelecidos de carregamento e tensão, tanto para a condição normal de operação como para as contingências simples de elementos de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira.

Os fluxos de potência e perfis de tensão para a condição normal de operação referentes ao ano de 2026, patamar de carga leve, bem como para as contingências: TR 500/230 kV Gilbués II; LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto; LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto; são apresentados nos diagramas da Figura 7-32 até a Figura 7-35.

Os resultados das simulações relativas ao ano 2036, condição normal de operação, patamar de carga média, e para as contingências simples de elementos da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, estão mostrados nos diagramas da Figura 7-36 até a Figura 7-42. Foram simuladas as seguintes contingências: um TR 500/230 kV Gilbués II; LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto; LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto; um TR 230/138 kV Formosa do Rio Preto; LT 500 kV Gilbués II – Buriti; LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí. A Figura 7-43 apresenta o resultado da simulação de fluxo de potência considerando a SE Panambi 138 kV sendo alimentada pela SE 138 kV São Marcelo, em caso de indisponibilidade da LD 138 kV Dianópolis II – Panambi.

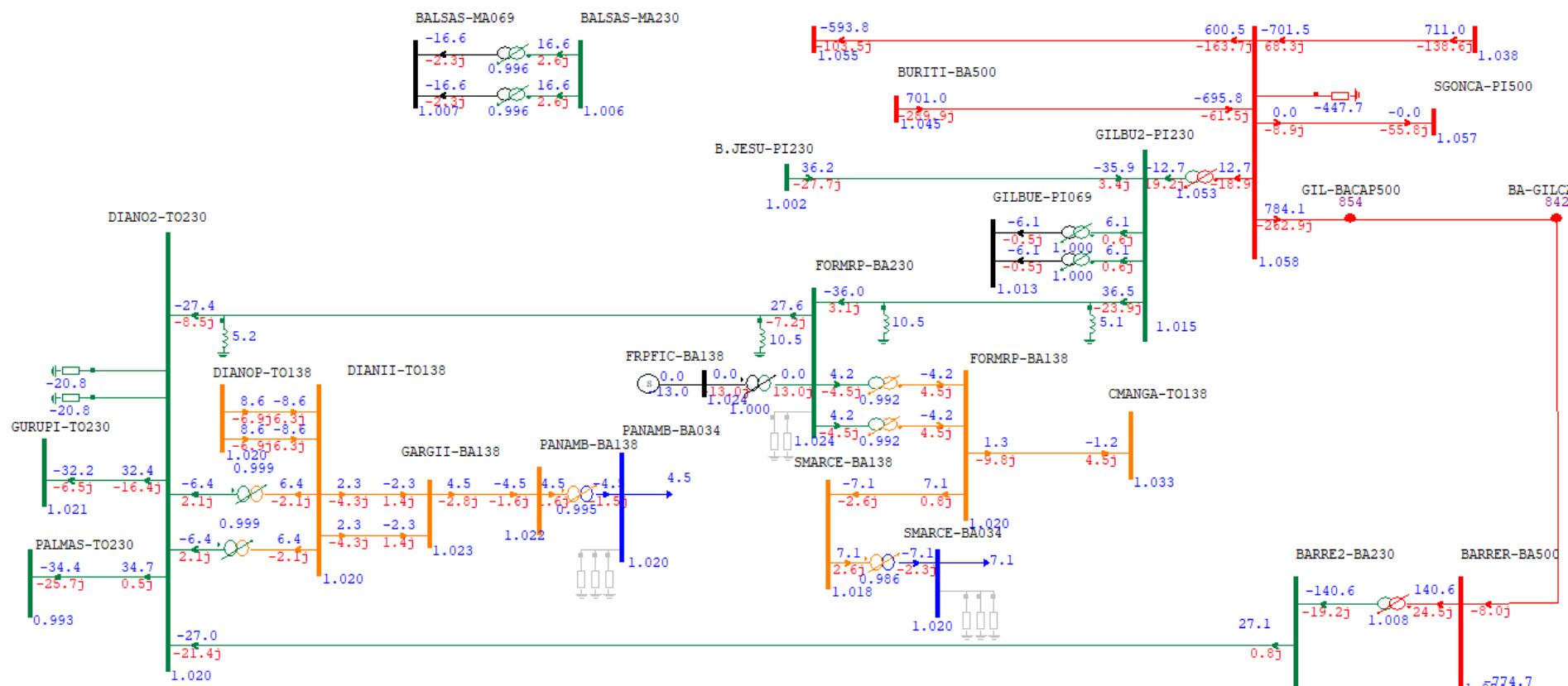


Figura 7-32 – Alternativa 5 – Regime Normal de Operação – Carga Leve – 2026

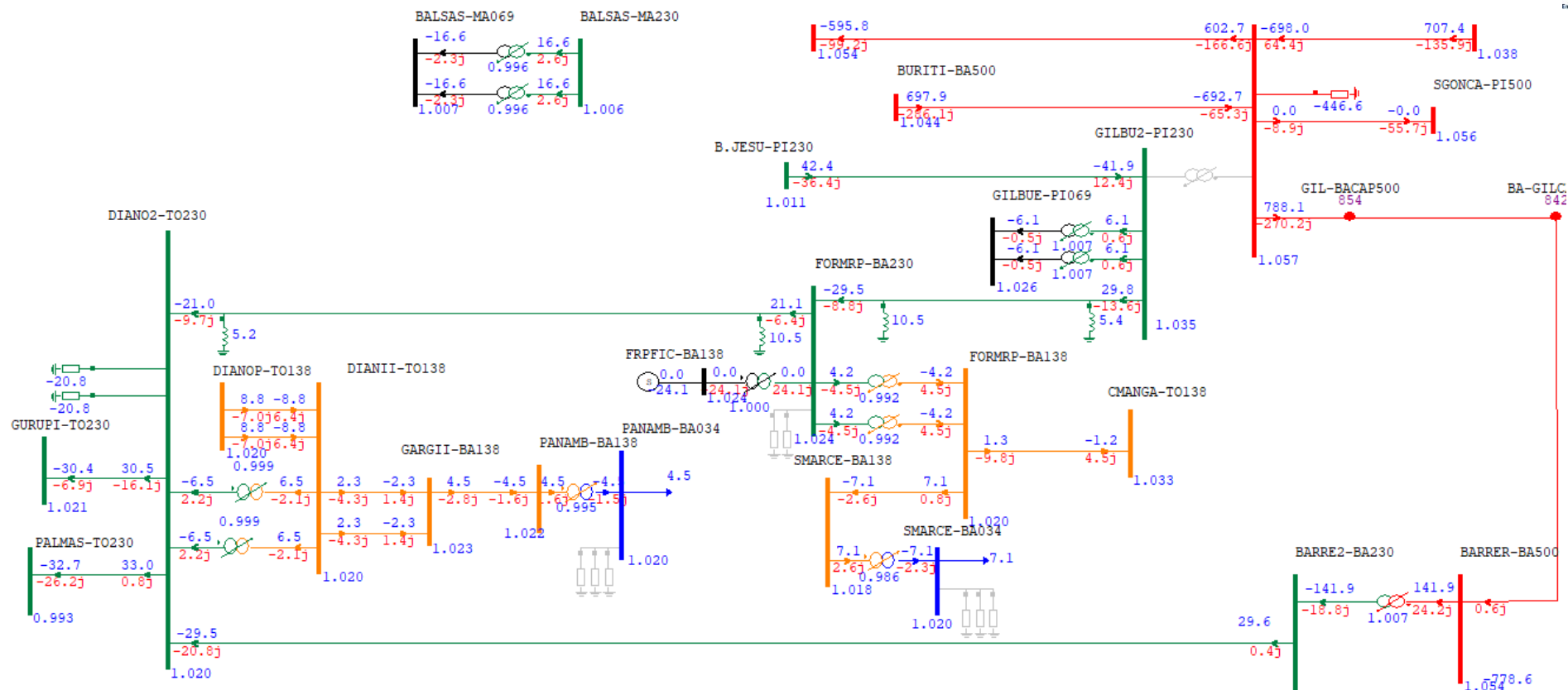


Figura 7-33 – Alternativa 5 – Contingência do TR 500/230 kV Gilbués II –Carga Leve - 2026

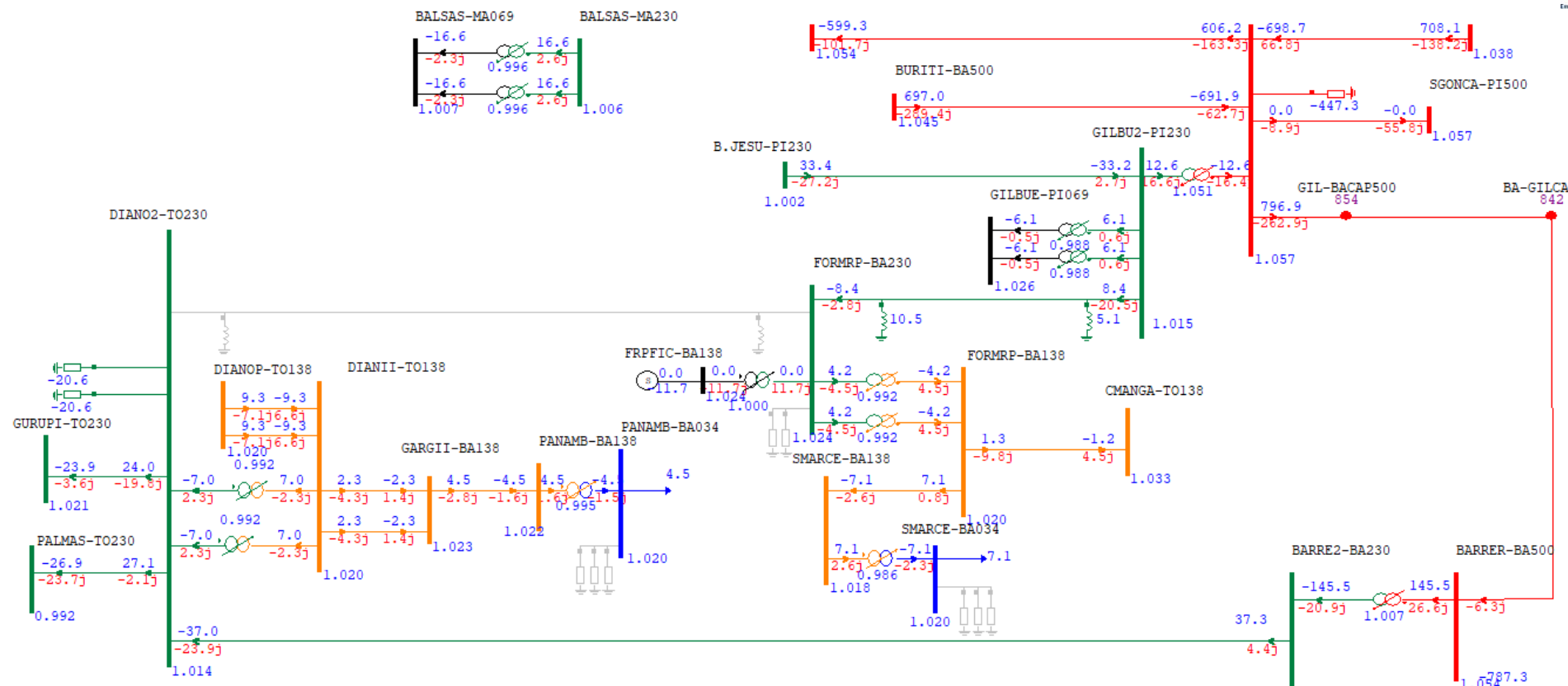


Figura 7-34 – Alternativa 5– Contingência da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto –Carga Leve – 2026

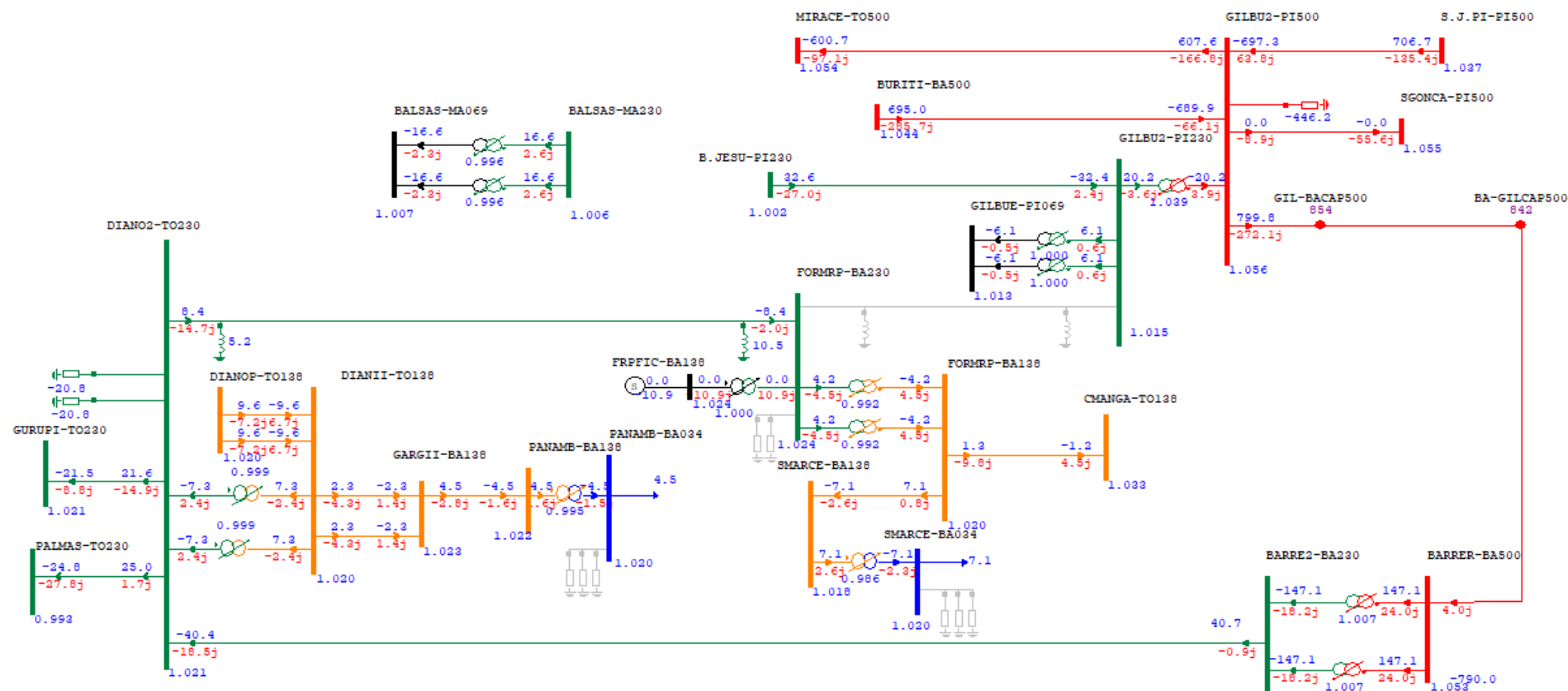


Figura 7-35 – Alternativa 5 – Contingência da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto –Carga Leve – 2026

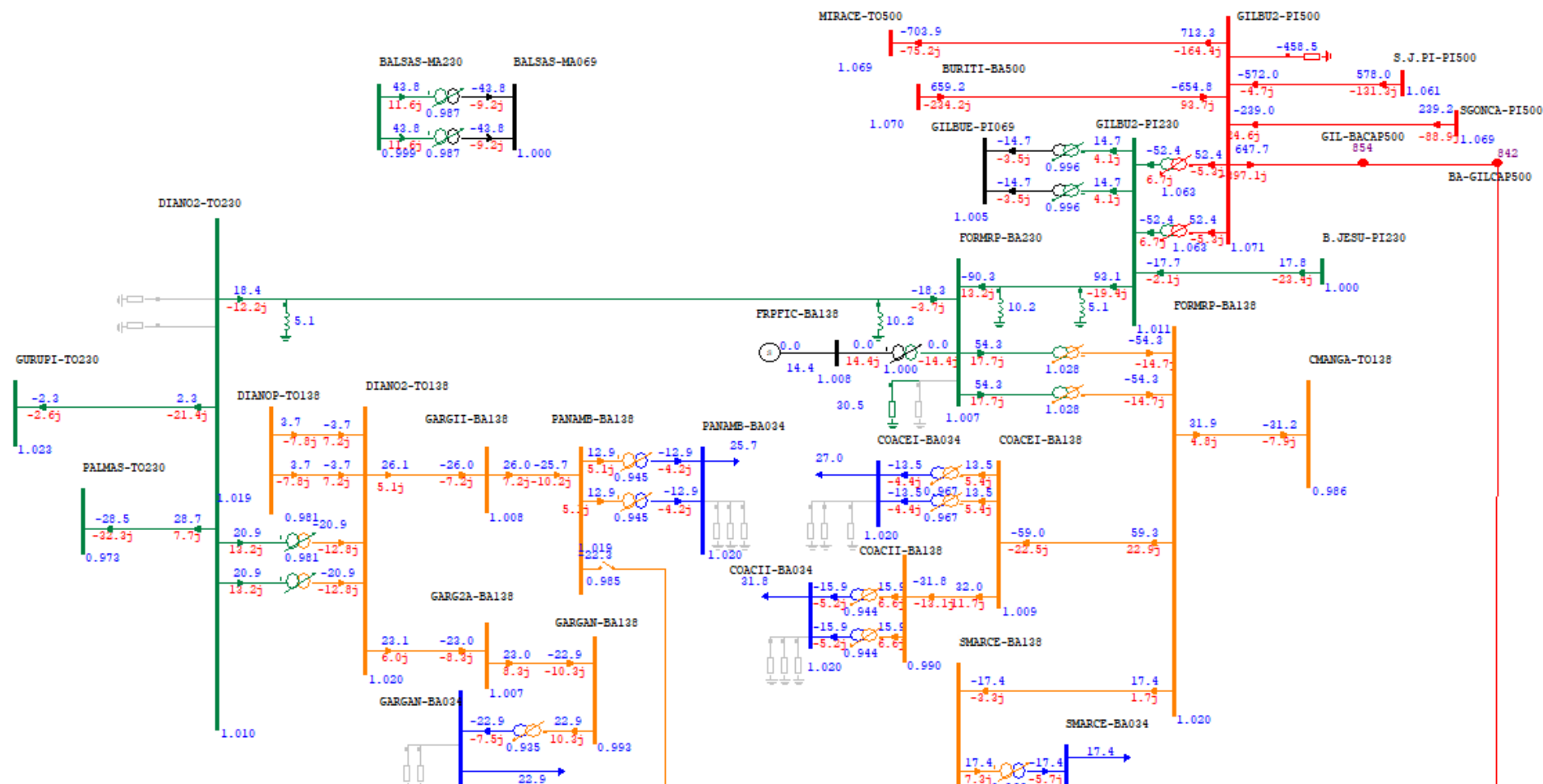


Figura 7-36 – Alternativa 5 – Regime Normal –Carga Média – 2036

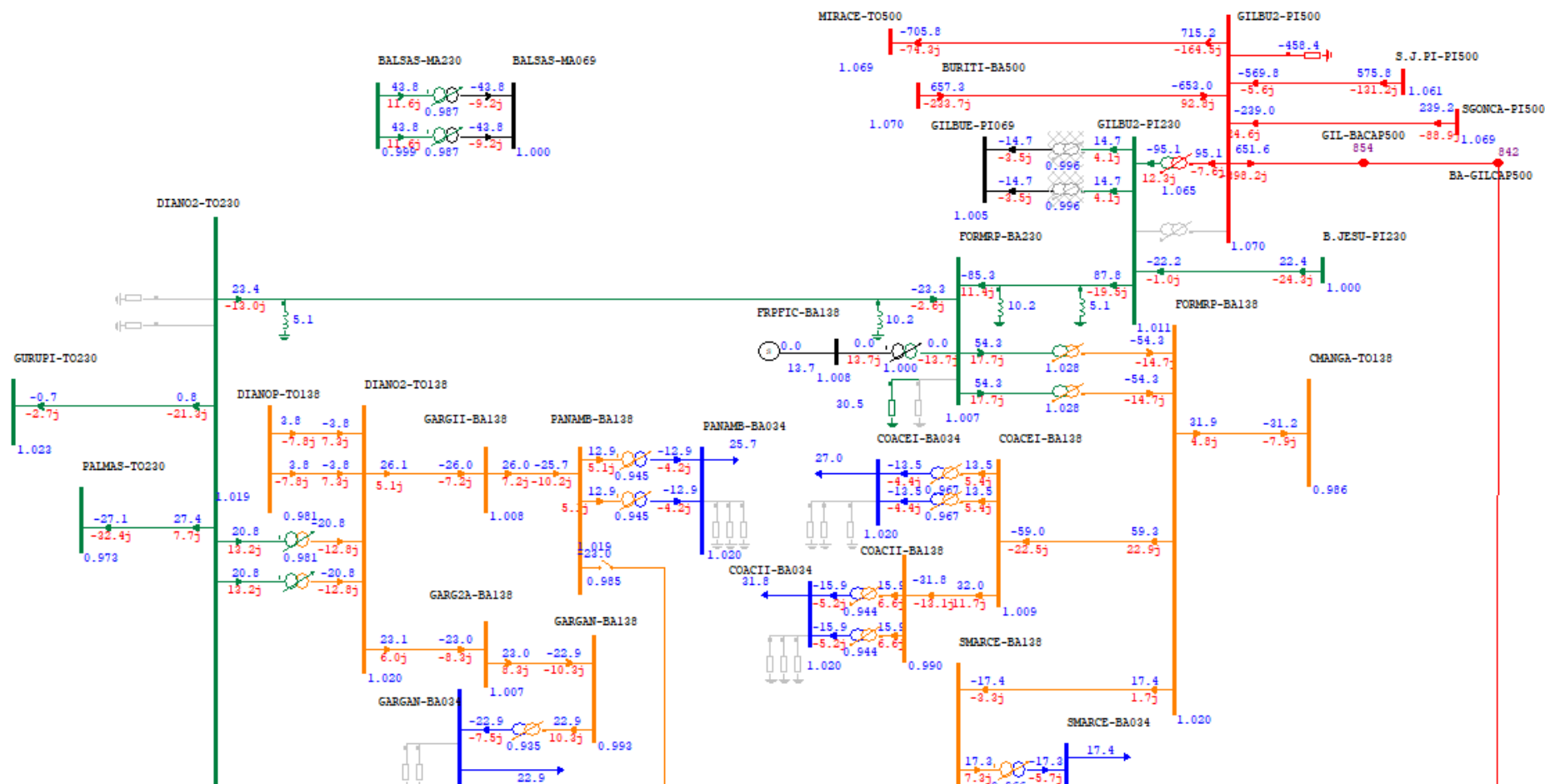


Figura 7-37 – Alternativa 5 – Contingência 1 TR Gilbués II 500/230 kV – Carga Média – 2036

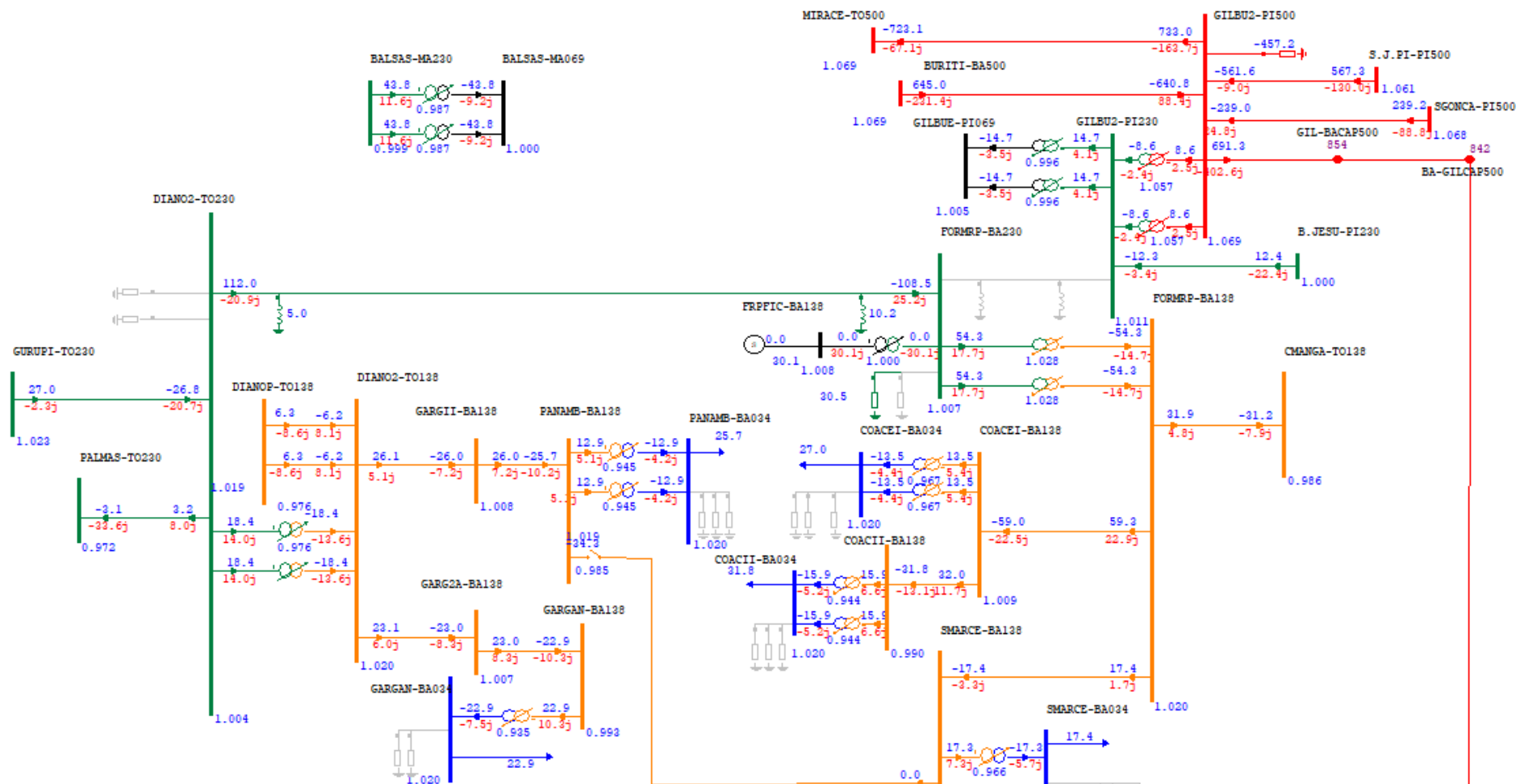


Figura 7-38 – Alternativa 5 – Contingência LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto – Carga Média – 2036

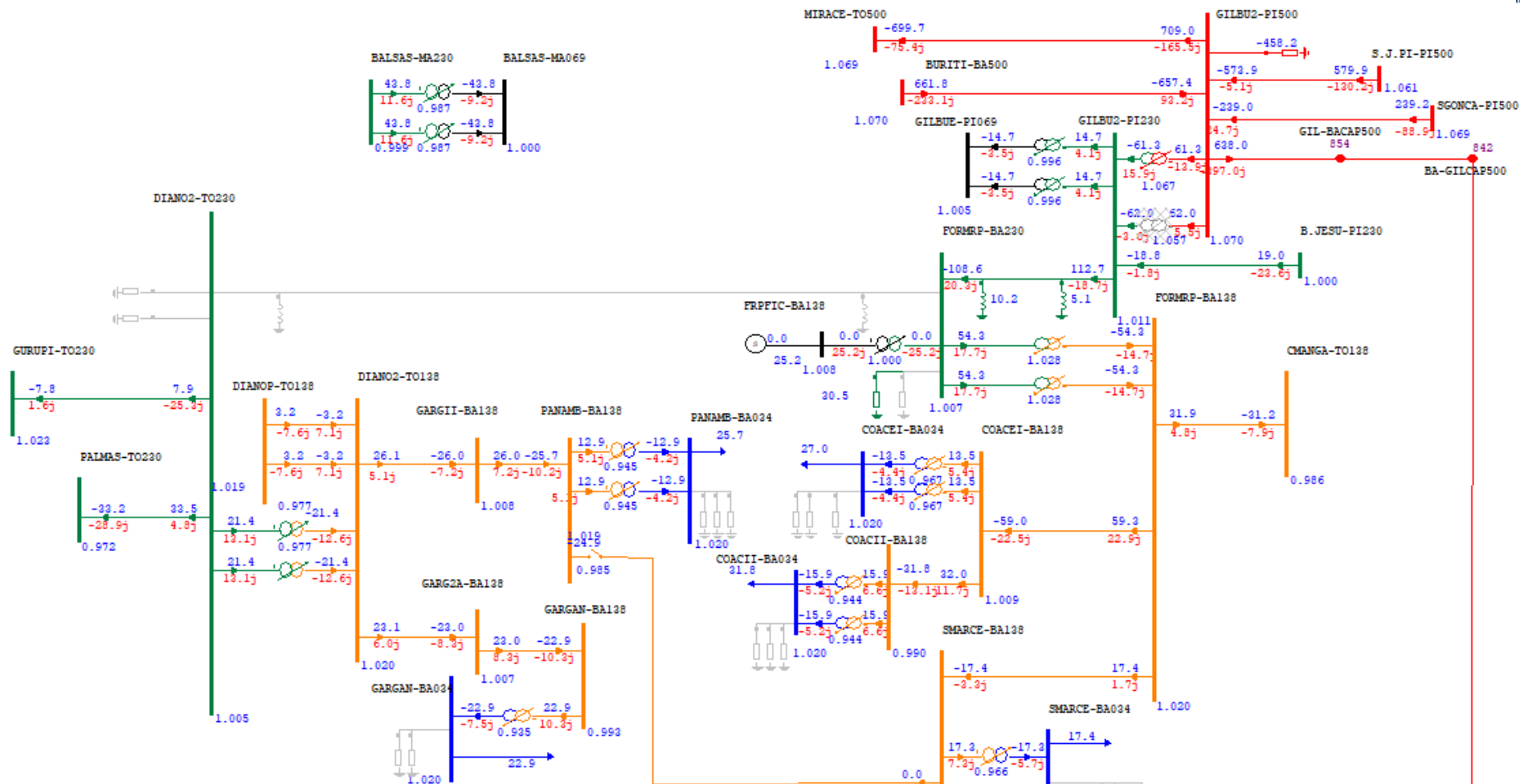


Figura 7-39 – Alternativa 5 – Contingência LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto –Carga Média – 2036

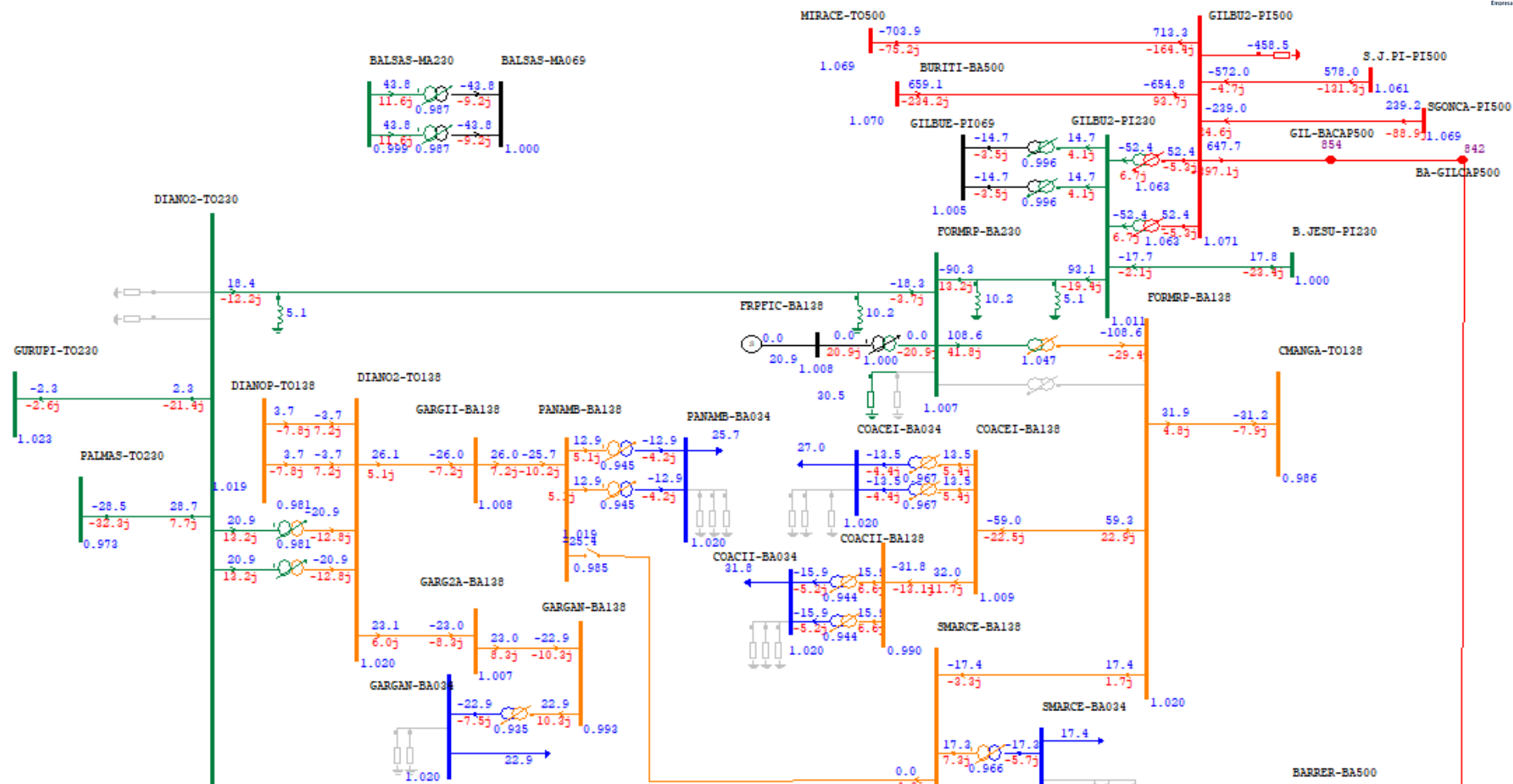


Figura 7-40 – Alternativa 5 – Contingência 1 TR Formosa do Rio Preto 230/138 kV – Carga Média – 2036

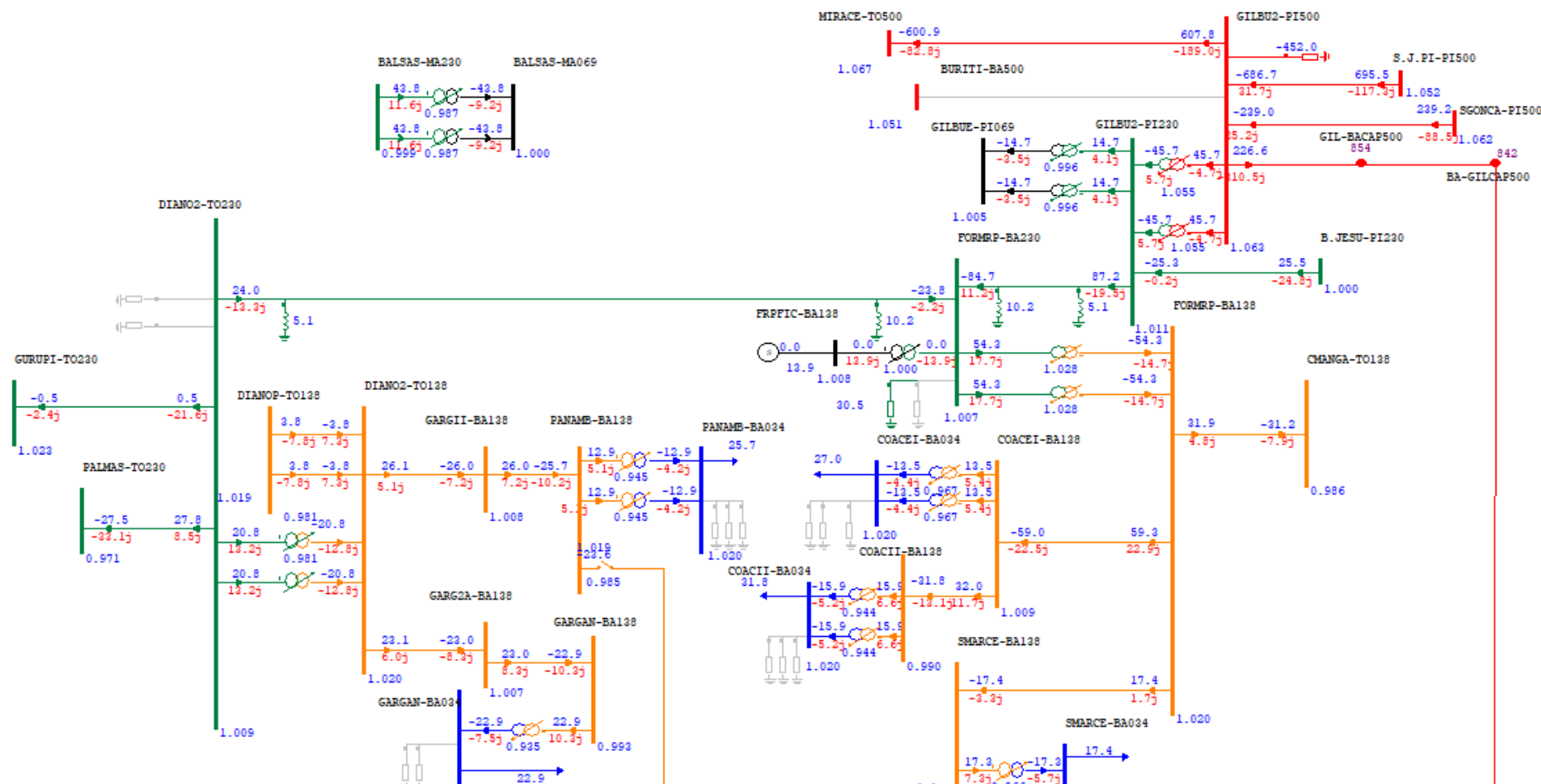


Figura 7-41 – Alternativa 5 – Contingência LT 500 kV Gilbués II – Buriti – Carga Média – 2036

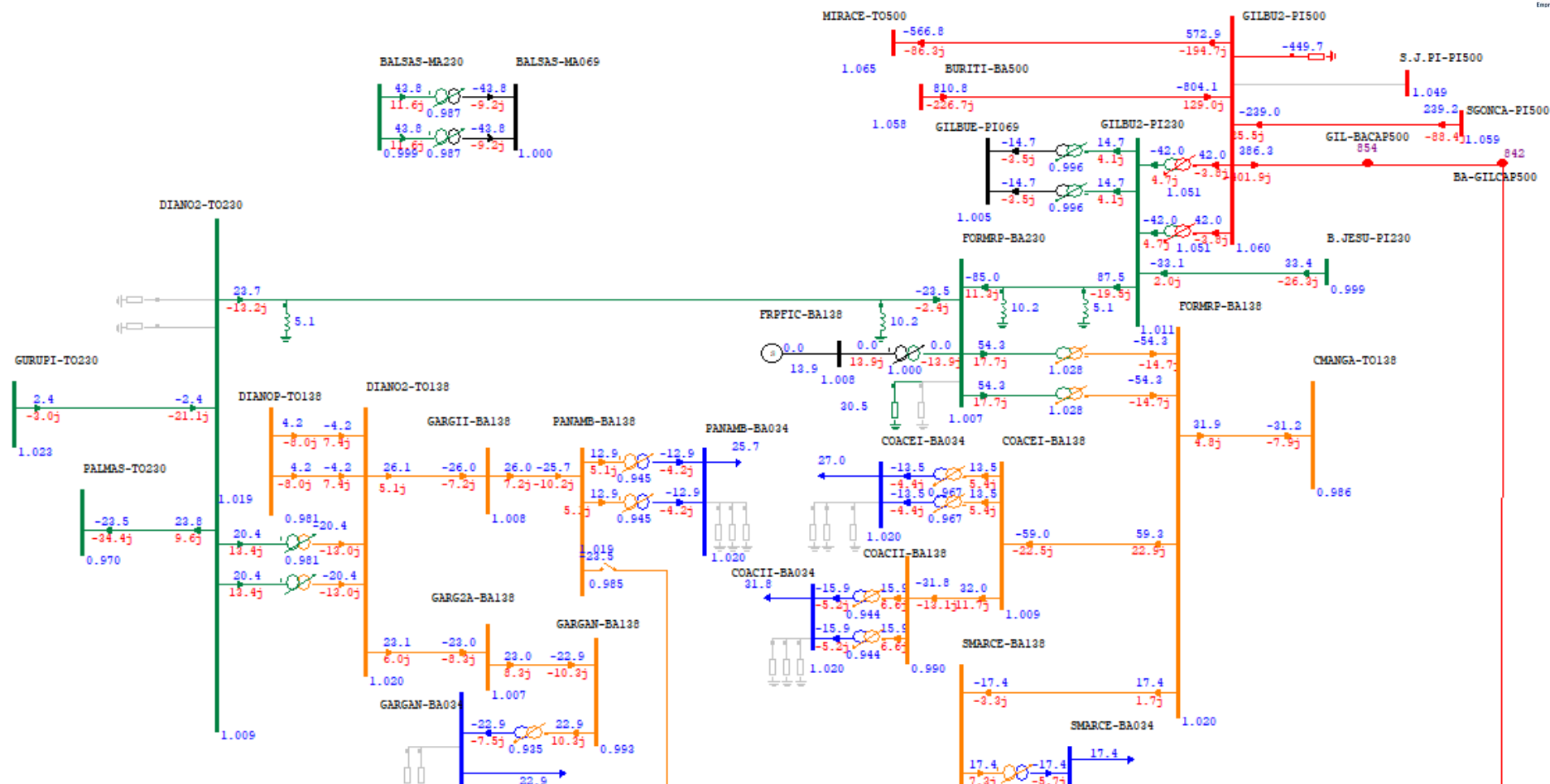


Figura 7-42 – Alternativa 5 – Contingência LT 500 kV Gilbués II – São João do Piauí – Carga Média – 2036

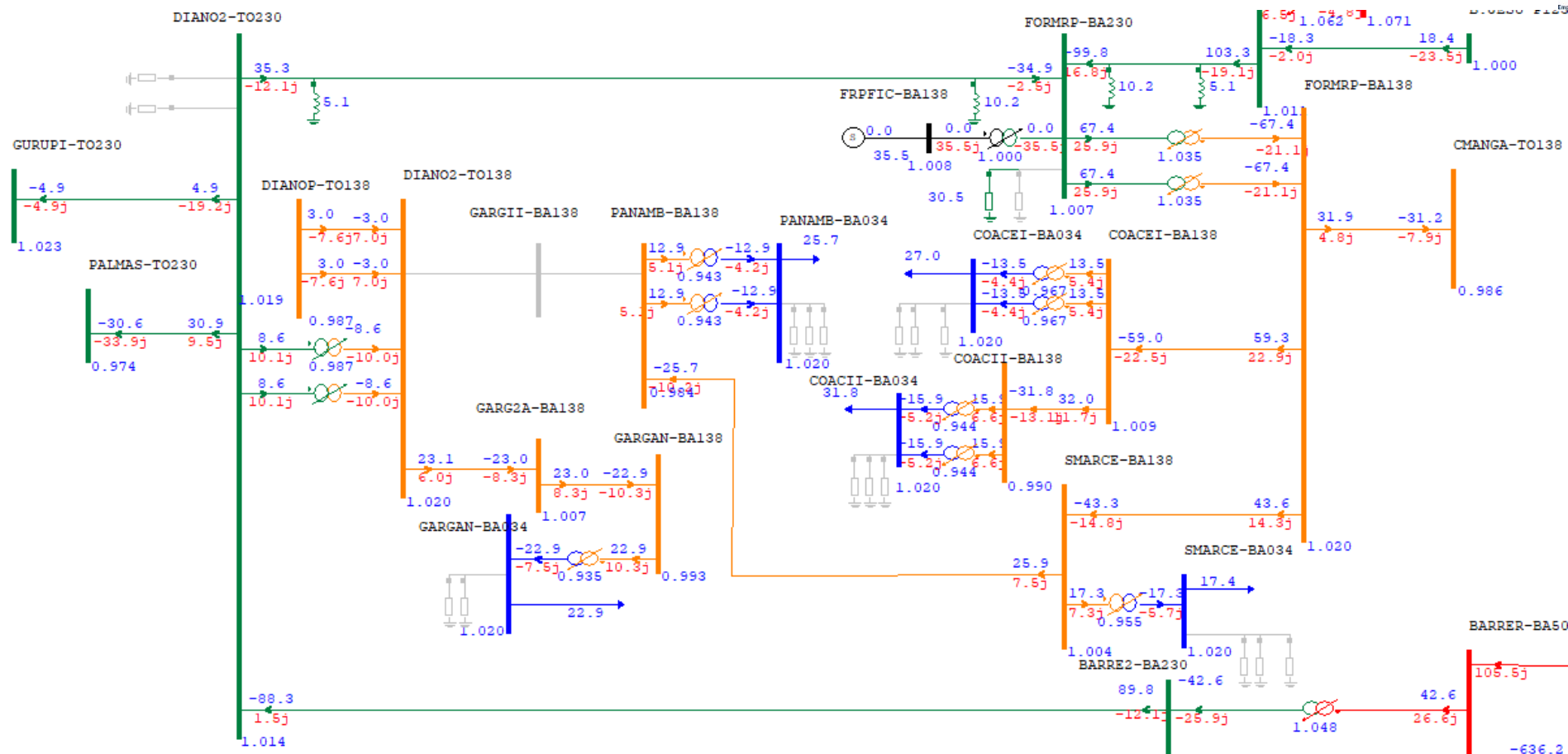


Figura 7-43 – Alternativa 5 – Alimentação da SE Panambi 138 kV via SE São Marcelo 138 kV – 2036 – Carga Média

O cronograma de obras de Rede Básica referentes à Alternativa 5 é apresentado na Tabela 7-23 e na Tabela 7-24.

Os cronogramas de obras das redes de distribuição da Neoenergia Coelba e Energisa-TO são mostrados a seguir da Tabela 7-25 a Tabela 7-28.

Tabela 7-23 – Alternativa 5 – Principais obras em linhas de transmissão

Obra	Ano	Descrição
LT Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, CD	2026	Circuito Duplo 230 kV, 1x795 MCM, 176 km
LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto, CD	2026	Circuito Duplo 230 kV, 1x795 MCM, 212 km

Tabela 7-24 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira

Obra	Ano	Descrição
SE 230 kV Formosa do Rio Preto	2026	1º e 2º ATFs 230/138 kV - (6 +1R) x 50 MVA
		1 Reator de Linha - 3Ø - 10 Mvar
		Ref. LT Dianópolis II- Formosa do Rio Preto, CS
		1 Reator de Linha - 3Ø - 10 Mvar
		Ref. LT Gilbués II- Formosa do Rio Preto, CS
		1 reator de barra manobrável – 230 kV – 30 Mvar (3Φ)
		1 banco de capacitores manobrável – 230 kV - 30 Mvar (3Φ)
		1 compensador síncrono – 230 kV – (-48/80) Mvar
SE 230 kV Dianópolis II	2026	1 Reatores de Linha - 3Ø – 5 Mvar
		Ref. LT Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, CD
SE 230 kV Gilbués II	2026	2 Reatores de Linha - 3Ø – 5 Mvar
		Ref. LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto, CD

Tabela 7-25 – Alternativa 5 – Principais obras linhas de distribuição da Neoenergia Coelba

Obra	Ano	Descrição
LD Dianópolis II – Garganta II	2024	Circuito duplo, 138 kV, 1 x 636 MCM, 43 km (*)
LD Garganta II – Panambi	2024	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 64 km(*)
LD Formosa do Rio Preto – São Marcelo	2026	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 27 km
LD Formosa do Rio Preto – Coaceral I	2027	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 13 km
LD Coaceral I – Coaceral II	2030	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 40 km
LD Garganta II - Garganta	2030	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 40 km
LD Panambi – São Marcelo	2034	Circuito simples, 138 kV, 1 x 636 MCM, 59 km

*Até a construção da SE Garganta em 2030, o trecho Dianópolis II – Garganta II (nó fictício) operará geminado e continuará em circuito simples até a SE Panambi. A partir de 2030, os circuitos passarão a operar separados, um atendendo a SE Panambi e outro atenderá a SE Garganta

Tabela 7-26 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Neoenergia Coelba

Obra	Ano	Descrição
SE 138/34,5 kV Panambi	2024	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV São Marcelo	2026	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138 kV/34,5 Coaceral I	2027	1º e 2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Coaceral II	2030	1º e 2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Garganta	2030	1º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA
SE 138/34,5 kV Panambi	2034	2º TR 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA

Tabela 7-27 – Alternativa 5 – Principais obras linhas de distribuição da Energisa-TO

Obra	Ano	Descrição
LD Formosa do Rio Preto – Chapada da Mangabeira	2026	Circuito simples, 138 kV, 336,4 MCM CAA, 85 km

Tabela 7-28 – Alternativa 5 – Principais obras em subestações da Rede de Distribuição da Energisa-TO

Obra	Ano	Descrição
SE 138/34,5 kV Chapada da Mangabeira	2026	1º TR 138/34,5 kV – 25/28 MVA
SE 138/34,5 kV Chapada da Mangabeira	2031	2º TR 138/34,5 kV – 25/28 MVA

8 ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO – CURVAS P_xV

Foi realizada a análise da curva PV para as alternativas 1 e 5 de modo a levantar os limites de estabilidade de tensão das alternativas propostas e identificar o máximo carregamento e, consequentemente, máximo montante de carga que as alternativas propostas conseguem atender antes de necessitar de reforços adicionais.

Foram simulados, aumentos sucessivos de 5% nas cargas ativa e reativa da Neoenergia Coelba e da Energisa-TO na região de interesse do estudo, partindo de um carregamento total inicial de 158,18 MW. A configuração considerada foi aquela referente ao ano 2036, patamar de carga máxima, que apresenta o maior carregamento no sistema de distribuição da região.

A seguir são apresentados os resultados das simulações para as alternativas 1 e 5, patamar de carga máxima, ano 2036, considerando duas diferentes configurações para os equipamentos de compensação reativa:

- **Configuração 1:** com 2 x 3,6 Mvar de bancos de capacitores nos barramentos de 34,5 kV das SEs Panambi, São Marcelo, Coaceral I, Coaceral II, Garganta e Chapada da Mangabeira, tanto na Alternativa 1 como na Alternativa 5.
- **Configuração 2:** Considerando, na Alternativa 1, um compensador síncrono (-48/80 Mvar) no barramento Coaceral II 138 kV e, na Alternativa 5, um equipamento de mesmo porte no barramento de 230kV da SE Formosa do Rio Preto.

Com base nos resultados das simulações realizadas verificou-se que partindo do montante inicial de carga de 158,18 MW, para a Alternativa 1 na configuração 1, o limite de transmissão em regime normal de operação é atingido para um carregamento de 177 MW (Figura 8-1). Nessa condição, o valor de tensão na rede de 138kV atinge o valor mínimo admissível para o regime normal de operação, ou seja, 0.95 pu. Já para a Alternativa 5, o limite é atingido para 245 MW (Figura 8-2), o que é superior em 68 MW (cerca de 40% superior) ao da Alternativa 1.

Já para a configuração 2, o limite de transmissão atingido na Alternativa 1 é 213 MW (Figura 8-3) ao passo que na Alternativa 5 é de 269 MW (Figura 8-4). Novamente, a alternativa que propõe uma nova subestação de fronteira se mostrou com desempenho superior, permitindo agregar em torno de 56 MW adicionais de carga (cerca de 25%).

Cabe destacar que em função da característica radial do sistema de 138kV, das extensões das linhas de distribuição que compõem esse sistema e da previsão de cargas a serem atendidas, seria necessário reforçar ainda mais a rede de distribuição para equivaler as capacidades de atendimento entre essas alternativas. Essas expansões adicionais, todavia, denotam que a alternativa de suprimento exclusivo pela rede de distribuição tende a necessitar de reforços contínuos para permitir um adequado atendimento face a pequenos incrementos de carga.

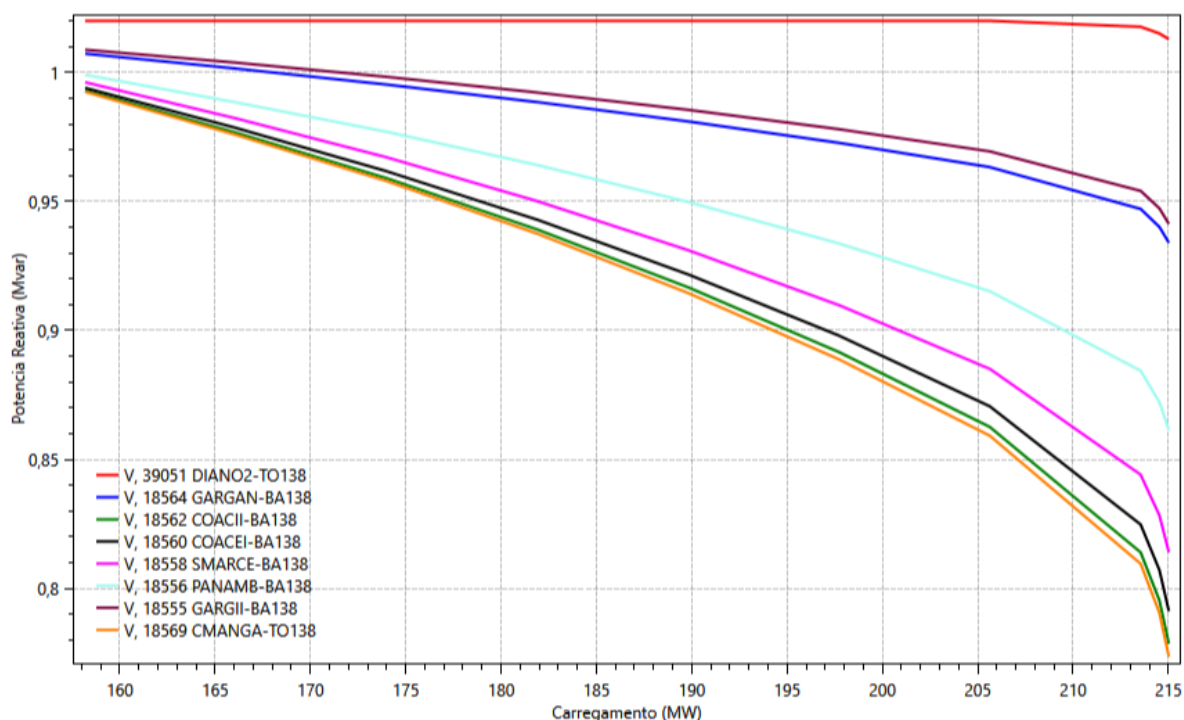


Figura 8-1 – Curva PxV – Alternativa 1 – 2036 – Carga Máxima – considerando 2 x 3,6 Mvar bancos de capacitores nos barramentos de 34,5kV das SEs Panambi, São Marcelo, Coaceral I, Coaceral II, Garganta e Chapada da Mangabeira

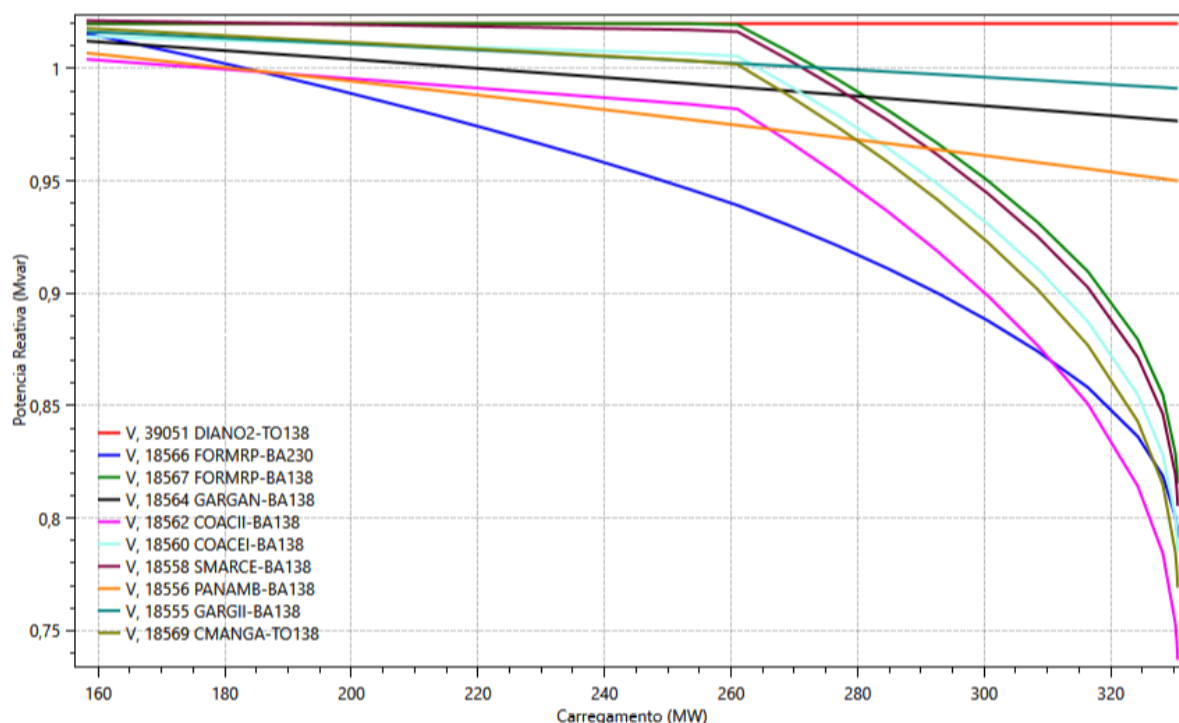


Figura 8-2 – Curva PxV – Alternativa 5 – 2036 – Carga Máxima – considerando 2 x 3,6 Mvar bancos de capacitores nos barramentos de 34,5kV das SEs Panambi, São Marcelo, Coaceral I, Coaceral II, Garganta e Chapada da Mangabeira

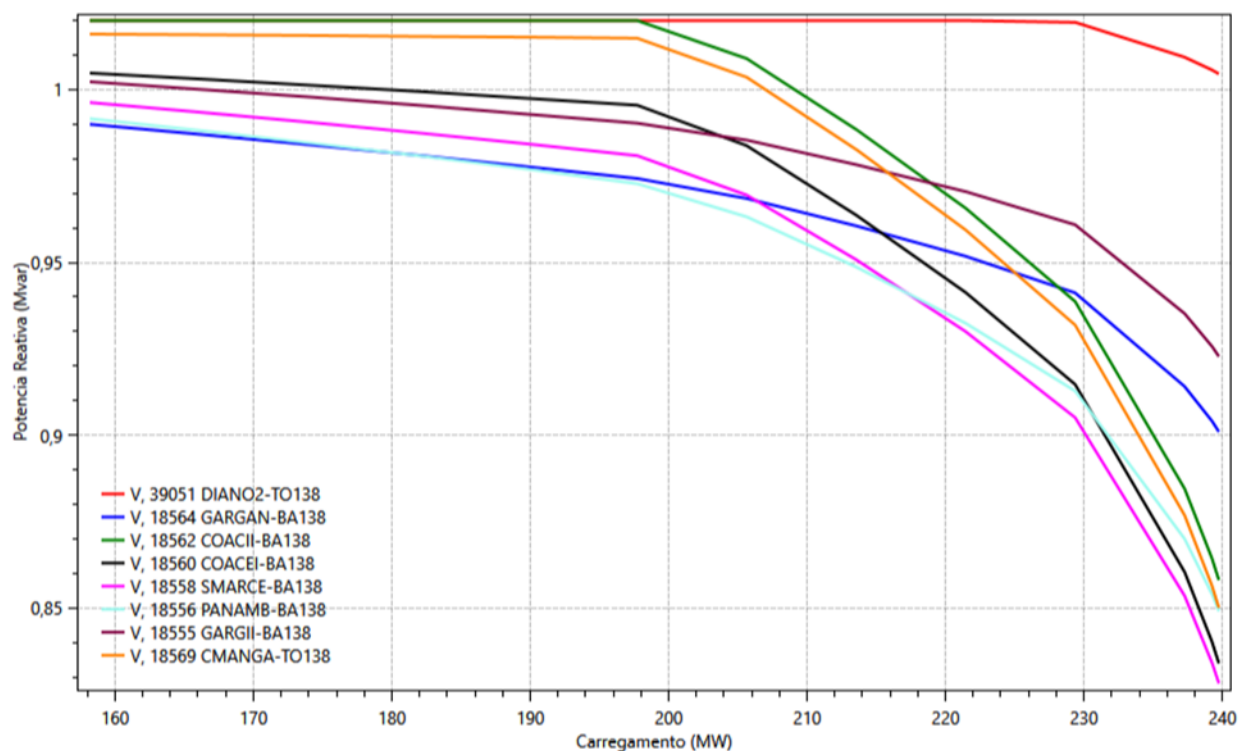


Figura 8-3 – Curva PxV – Alternativa 1– 2036 – Carga Máxima – considerando compensador síncrono (-48/80) Mvar no barramento Coaceral II

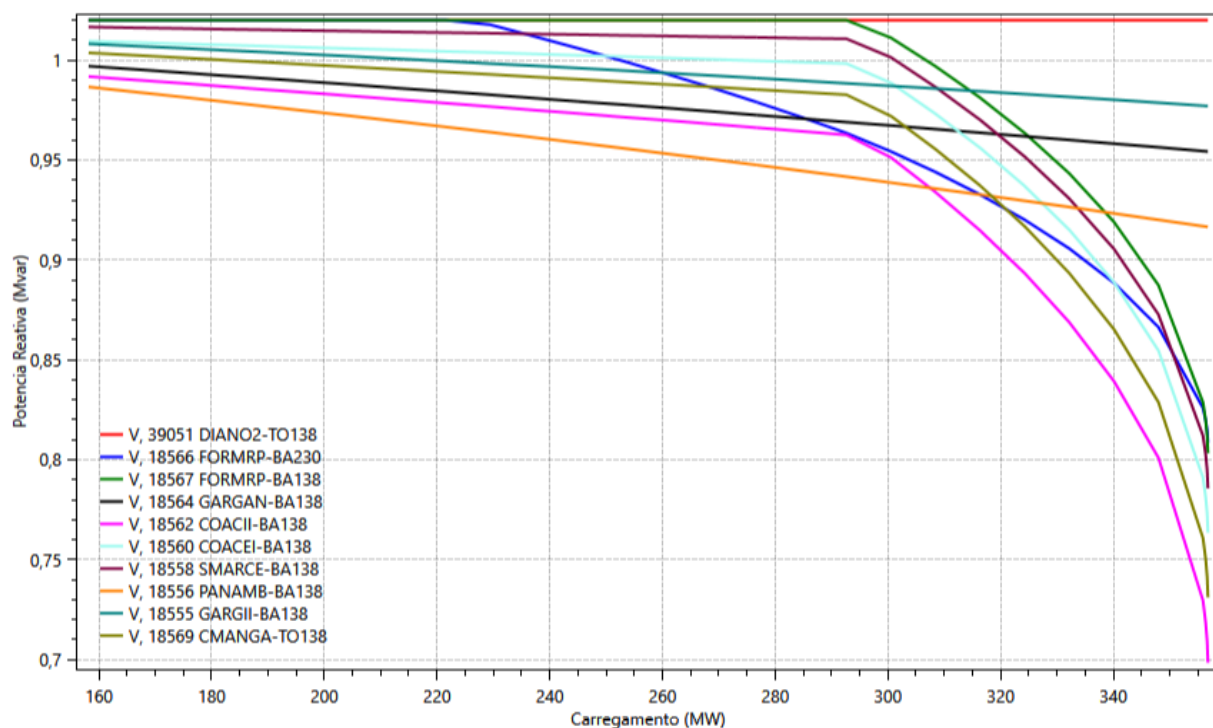


Figura 8-4 – Curva PxV – Alternativa 5 – 2036 – Carga Máxima – considerando compensador síncrono (-48/80) Mvar em Formosa do Rio Preto 230 kV

9 ANÁLISE ECONÔMICA

9.1 Comparação Econômica

Os custos utilizados na análise econômica comparativa das alternativas são os que constam no documento “Base de Referência de Preços ANEEL”, Março/2021, [6].

Os investimentos previstos ao longo do tempo são referidos ao ano 2026 com taxa de retorno de 8% ao ano. Salienta-se, no entanto, que esses são valores de referência, compostos por custos médios de mercado, e utilizados apenas para comparação de alternativas em estudos de planejamento, não servindo como base para orçamentos executivos do empreendimento.

Para comparação dos custos entre as alternativas analisadas é utilizado o método dos rendimentos necessários com o truncamento das séries temporais no ano horizonte.

Os custos referentes ao diferencial de perdas elétricas de cada alternativa, em relação àquela de menores perdas (Alternativa 2), foram estimados considerando-se os cenários de geração Norte Seco e Norte Úmido do Plano Decenal 2029, com permanência de 50 e 50% cada cenário, respectivamente, e patamares de carga Leve, Máxima, Média e Pesada, com permanências de 2 horas, 5 horas, 14 horas e 3 horas, respectivamente, para todos os anos do horizonte de estudo (2024-2036), tendo como referência o custo de perdas de 187,46 R\$/MWh e a taxa de retorno de 8% ao ano, referidos a 2022.

A Tabela 9-1 e a Figura 9-1 apresentam a comparação econômica das alternativas, já considerando o descarte da Alternativa 1, levando-se em consideração rendimentos necessários e diferencial de perdas.

Tabela 9-1 – Rendimentos necessários e perdas (R\$ x 1000)

Alternativas	Rendimentos necessários	Δ Perdas	Total	%	Ordem
Alternativa 2	422.429,02	0,00	422.429,02	100,0%	1º
Alternativa 3	450.178,58	8.955,52	459.134,10	108,7%	4º
Alternativa 4	401.159,95	22.452,65	423.612,60	100,3%	2º
Alternativa 5	430.398,12	3.022,04	431.483,60	102,6%	3º

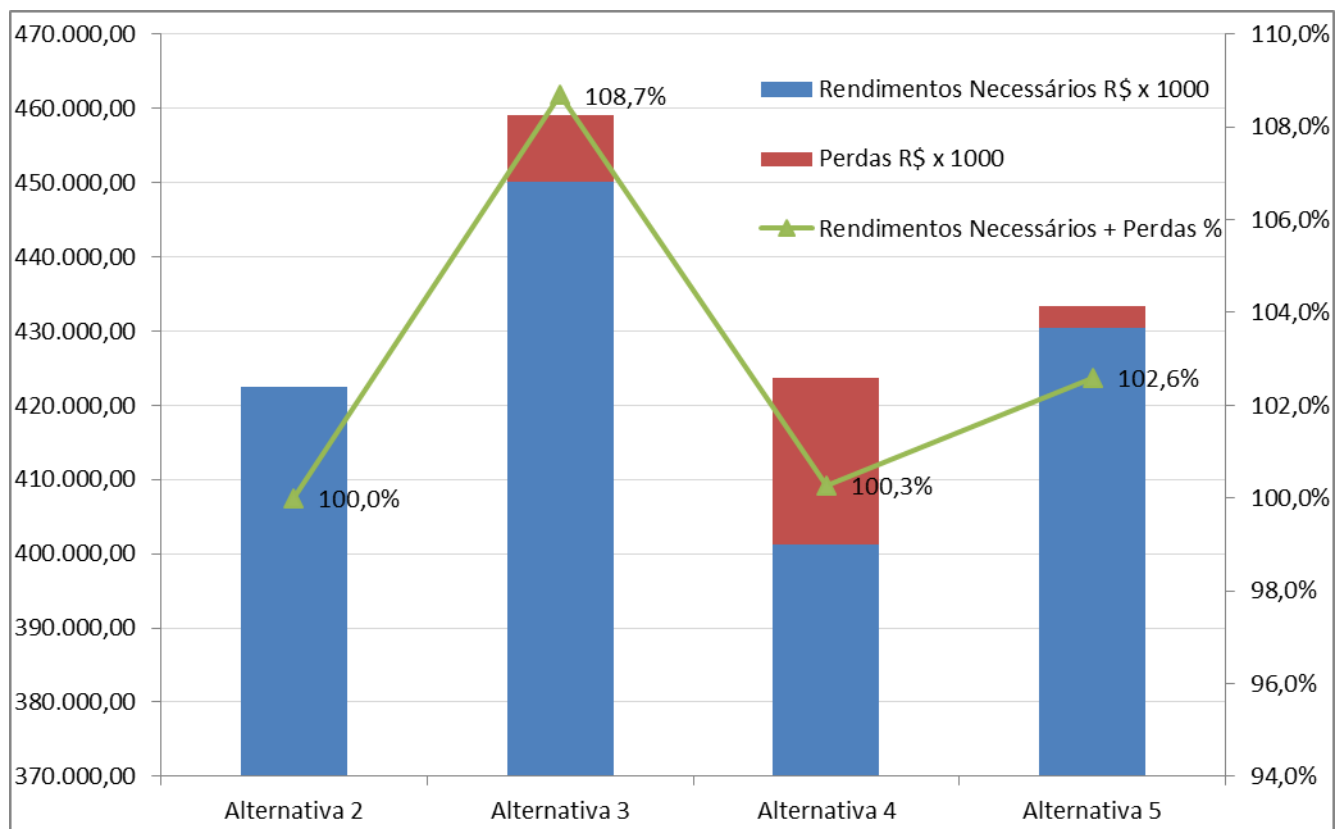


Figura 9-1 – Comparação econômica das alternativas

9.2 Discussão dos Resultados

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 9-1, pode-se concluir que as Alternativa 2, 4 e 5 apresentam desempenho técnico-econômico muito próximos, com uma ligeira vantagem para a Alternativa 2. Contudo, por estarem com diferença de custos globais inferiores a 5% considera-se que estão tecnicamente empatadas e, por esse motivo, é necessário adotar outros critérios de desempate para a escolha da melhor alternativa de expansão.

Nesse caso, a Alternativa 5 foi selecionada como a solução a ser recomendada para suprimento de energia elétrica à região de Matopiba, pois além de apresentar custo global 2,6% superior à de menor custo, é a única alternativa que apresenta duas fontes distintas para alimentar a SE 230/138 kV Formosa do Rio Preto. Com duas linhas de transmissão em rotas diversas e conectadas a outros pontos de suprimento independentes do SIN, essa alternativa agrega uma confiabilidade diferenciada e maior segurança para o atendimento às cargas.

A Alternativa 5 contempla a implantação da SE 230/138 kV Formosa do Rio Preto (6+1R) x 50 MVA, da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto C1, da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, além de 1 reator de barra (30 Mvar), 1 banco de capacitores de barra (30 Mvar) e 1 compensador síncrono de (-48/80) Mvar, todos na SE Formosa do Rio Preto 230 kV.

Os planos de obras referentes a cada alternativa são apresentados no item 19.4.

10 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA PROJEÇÃO DE MERCADO DA COELBA

Como mencionado no item 5.3, foi realizada para a Alternativa 5, recomendada neste estudo, a análise de sensibilidade considerando as projeções de mercado da Neoenergia Coelba referentes aos cenários “otimista” e “pessimista” para avaliar o impacto da incerteza quanto ao crescimento desse mercado nas recomendações de reforços da rede.

Quanto ao cenário pessimista não houve necessidade de simulações adicionais uma vez que os valores de mercado projetados já foram contemplados nas análises do cenário “base”.

Para o cenário “otimista”, são mostrados os resultados obtidos nas simulações de operação em regime normal e em contingências (Figura 10-1 a Figura 10-4). Não se verificaram tensões ou carregamentos fora dos limites estabelecidos nos critérios de planejamento para os elementos da Rede Básica, seja em regime normal de operação ou em contingência simples. Entretanto, devido ao aumento carga na SE Garganta, haveria necessidade da entrada do segundo transformador 138/34,5 kV – 20/26,6 MVA.

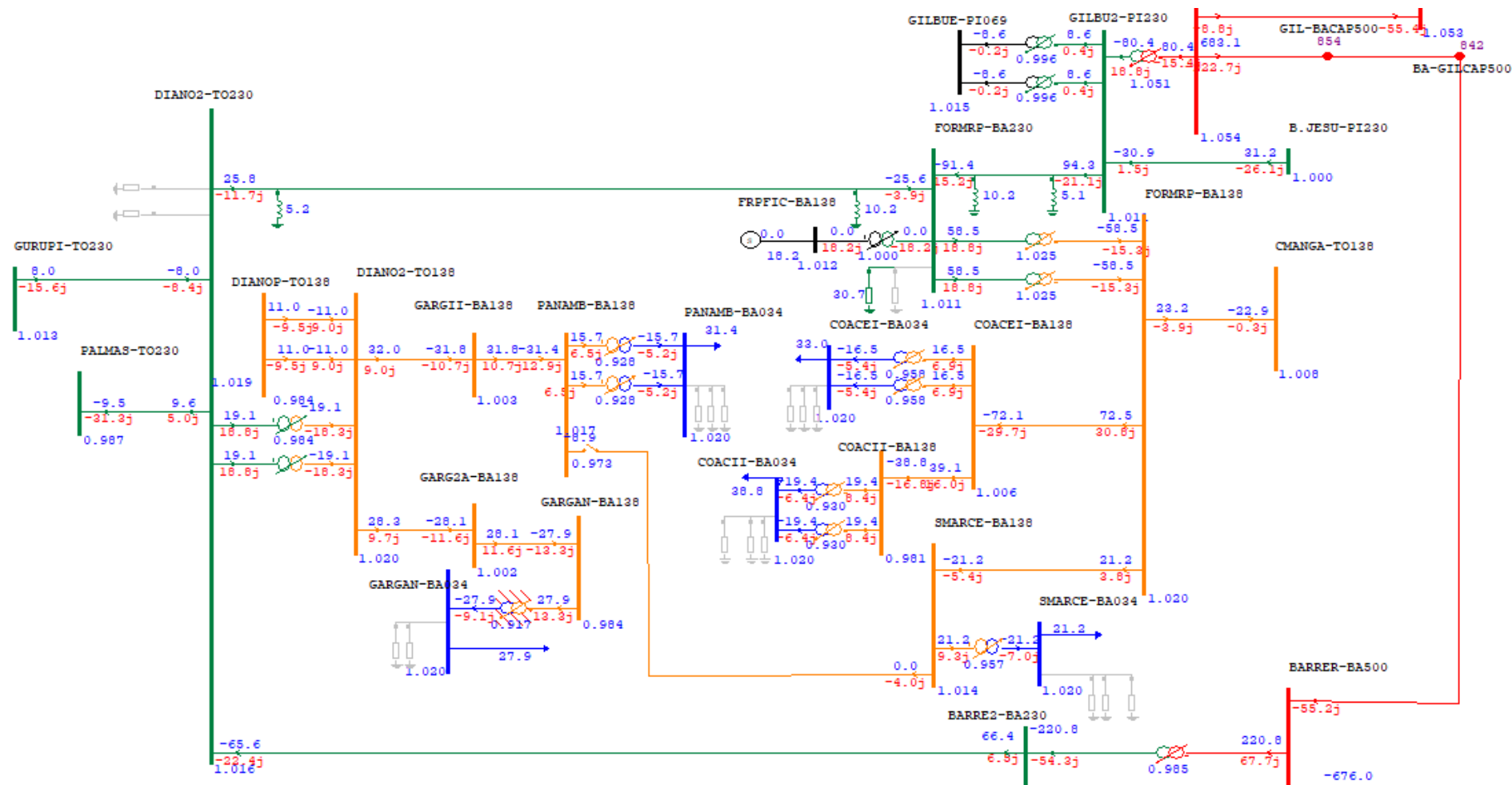


Figura 10-1 – Alternativa 5 – Regime Normal de Operação - Cenário Otimista - 2036 - Carga Máxima

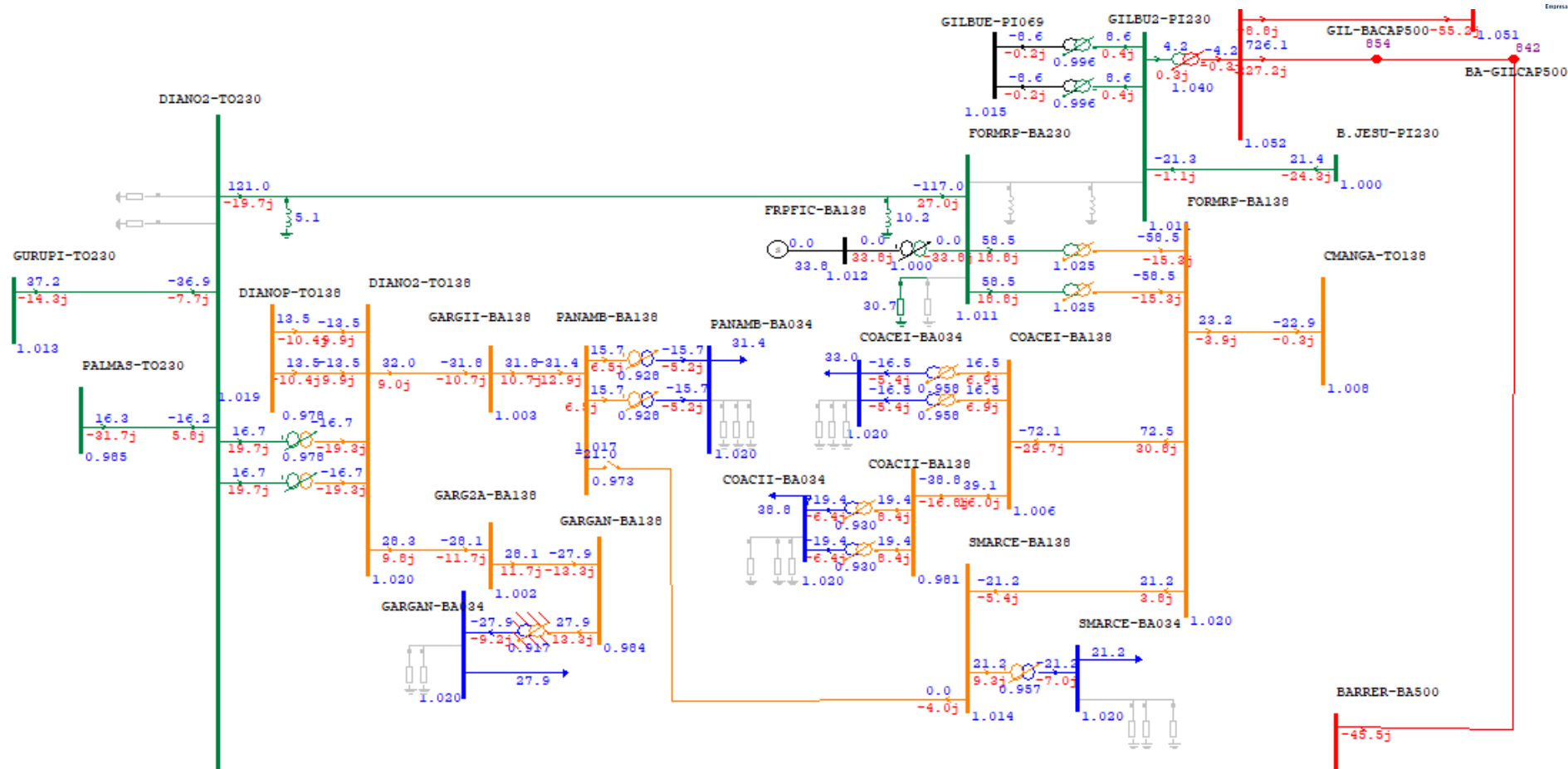


Figura 10-2 – Alternativa 5 – Contingência LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto - Cenário Otimista - 2036 - Carga Máxima

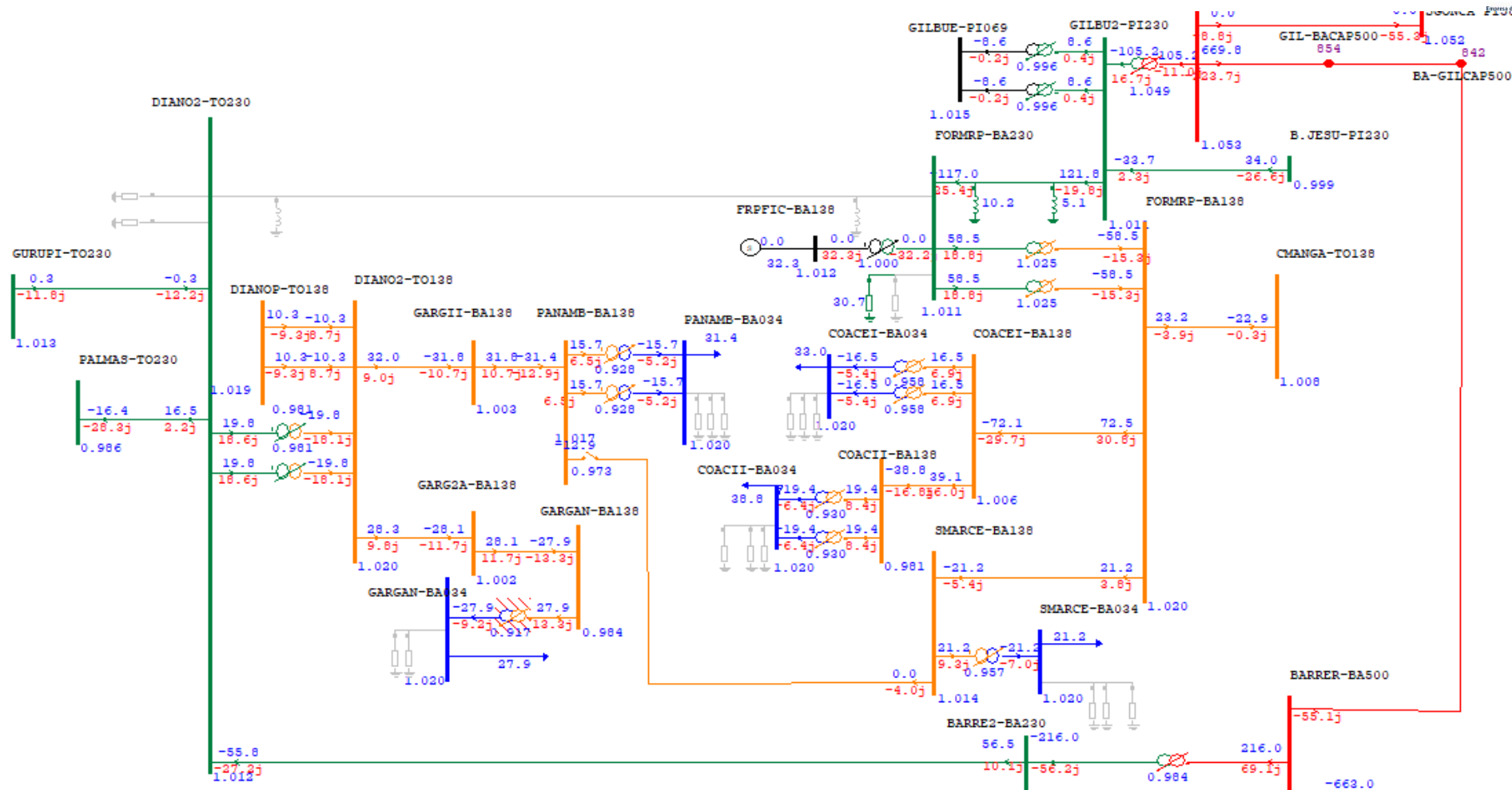


Figura 10-3 – Alternativa 5 – Contingência LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto - Cenário Otimista - 2036 - Carga Máxima

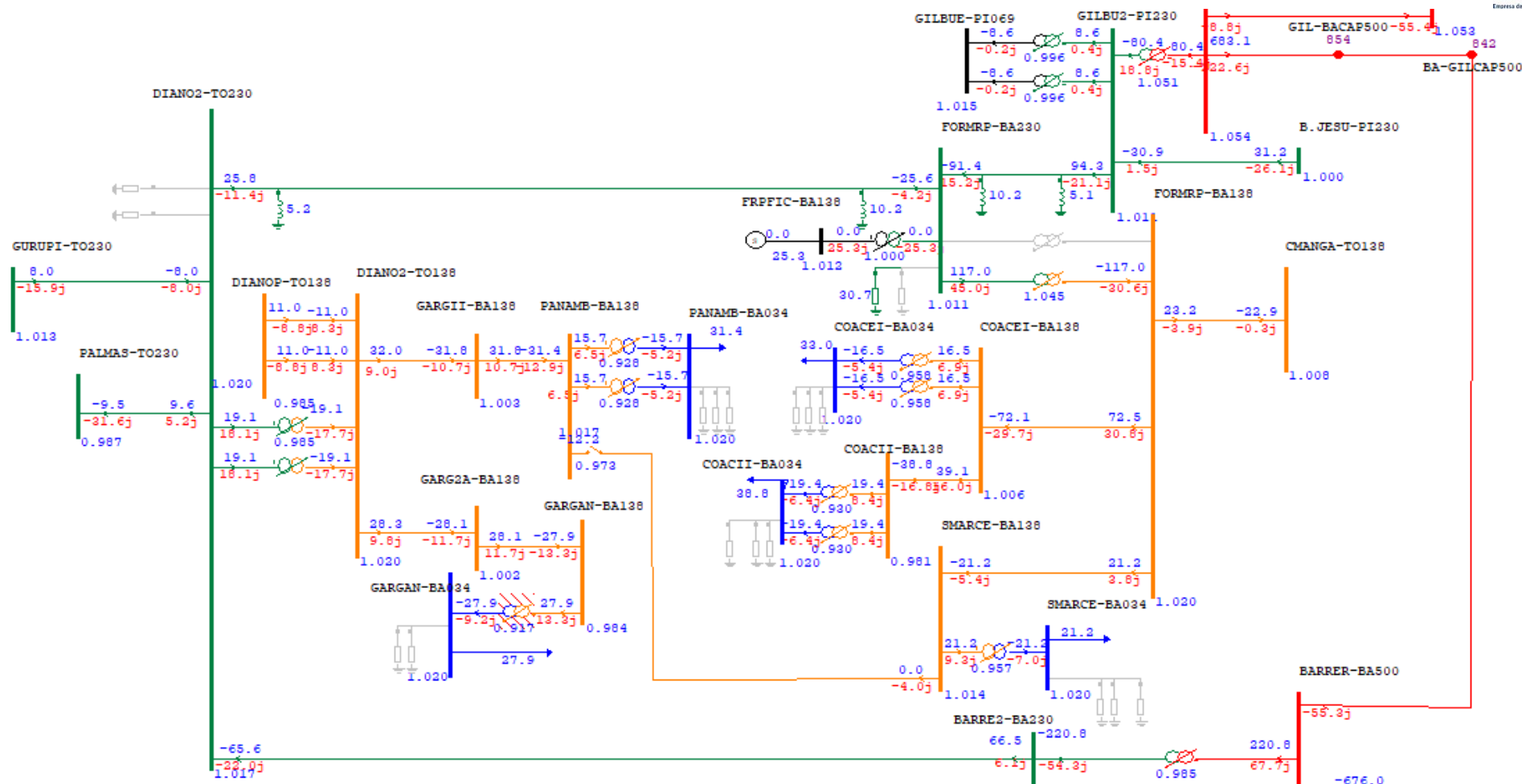


Figura 10-4 – Alternativa 5 – Contingência um dos transformadores 230/138 kV Formosa do Rio Preto - Cenário Otimista - 2036 - Carga Máxima

11 ENERGIZAÇÃO E REJEIÇÃO DAS NOVAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Os estudos de energização e rejeição têm como objetivo verificar a possibilidade de ocorrência de valores proibitivos de tensões temporárias ou sustentadas, que venham a comprometer os equipamentos conectados ao sistema, em consequência das manobras programadas e/ou intempestivas dos circuitos da região onde a linha de transmissão será implantada.

De acordo com os critérios de planejamento adotados neste estudo, as tensões máximas admissíveis nas extremidades das linhas de transmissão durante o processo de energização e rejeição não devem ultrapassar 1,1 pu para os barramentos de 230 kV e 138 kV, e 1.2 pu para os barramentos de 500 kV.

O estudo de energização e rejeição foi realizado considerando a configuração prevista para 2026 e o patamar de carga leve no cenário de geração Norte Seco, que apresentam os menores carregamentos. Para as simulações de rejeição também foi analisada a configuração prevista para 2036, durante a carga média, maior patamar previsto para a região de interesse, de modo a avaliar a necessidade de compensação reativa adicional.

As simulações foram realizadas considerando para a LT 230 kV Gilbués – Formosa do Rio Preto, 01 reator fixo de linha de 5 Mvar na extremidade de Gilbués II e 01 reator de 10 Mvar na extremidade de Formosa do Rio Preto. Para a LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, foi considerado 01 reator fixo de linha de 5 Mvar na extremidade de Dianópolis II e 01 reator de 10 Mvar na extremidade de Formosa do Rio Preto. Em algumas situações identificou-se a necessidade de compensação reativa indutiva no barramento de Formosa do Rio Preto da ordem de 30 Mvar, para viabilizar a manobra de energização.

A seguir estão resumidos os resultados das simulações de energização e rejeição das LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto (GLB II – FRP) e LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto (DNP II -FRP), obras essas indicadas nesse relatório.

11.1 Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto - Ano 2026 – Carga Leve

11.1.1 Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, a partir de Gilbués II

A energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto foi simulada no sentido Gilbués II → Formosa do Rio Preto. A Figura 11-1 mostra a condição pré-energização da LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto, partindo de Gilbués II com a tensão de 1,035 pu.

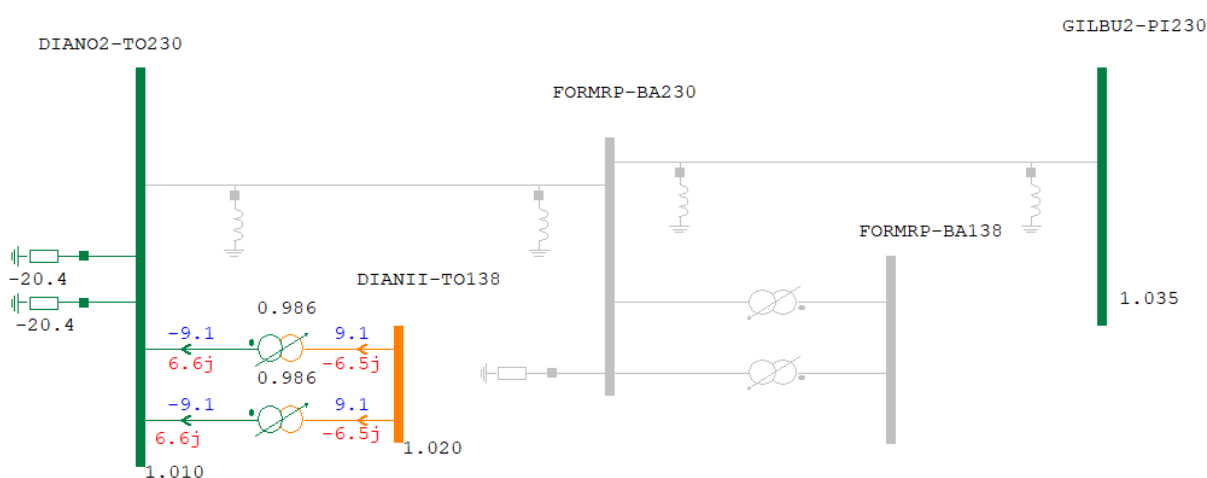


Figura 11-1 – Pré-Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto

Partindo de Gilbués II 230 kV com tensão de 1,035 pu, a tensão no terminal de Gilbués II 230 kV é elevada para 1,047 pu, ficando o terminal de Formosa do Rio Preto com 1,067 pu (Figura 11-2), ou seja, as tensões em Gilbués II 230 kV e no terminal aberto da linha se apresentam dentro dos limites.

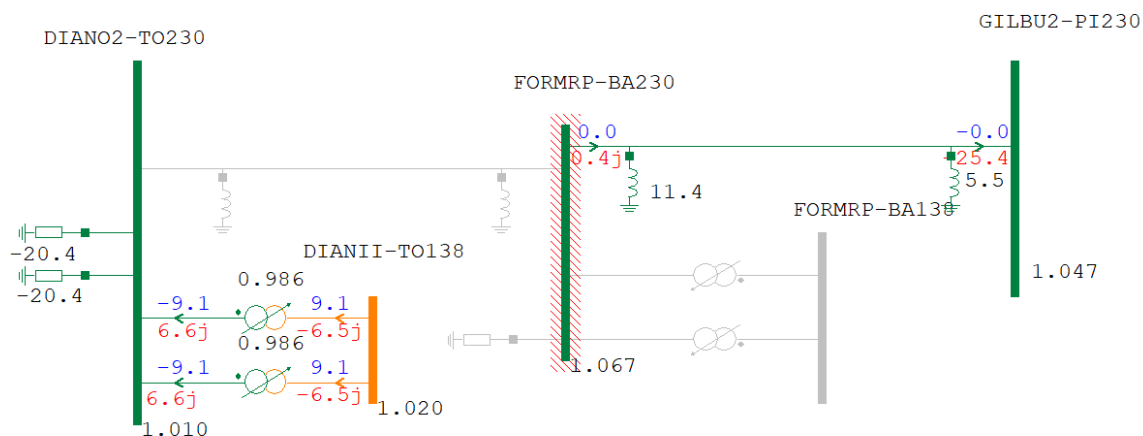


Figura 11-2 – Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto a partir da SE Gilbués II

Continuando a manobra, considerando um compensador síncrono em Formosa do Rio Preto 230 kV e mantendo a tensão em 1,035 pu, a tensão em Gilbués II 230 kV atinge 1,041 pu, com o compensador síncrono absorvendo 12,4 Mvar (Figura 11-3). Alternativamente, o reator de barra de 30Mvar também poderia ser utilizado para reduzir os níveis de tensão no barramento de Formosa do Rio Preto.

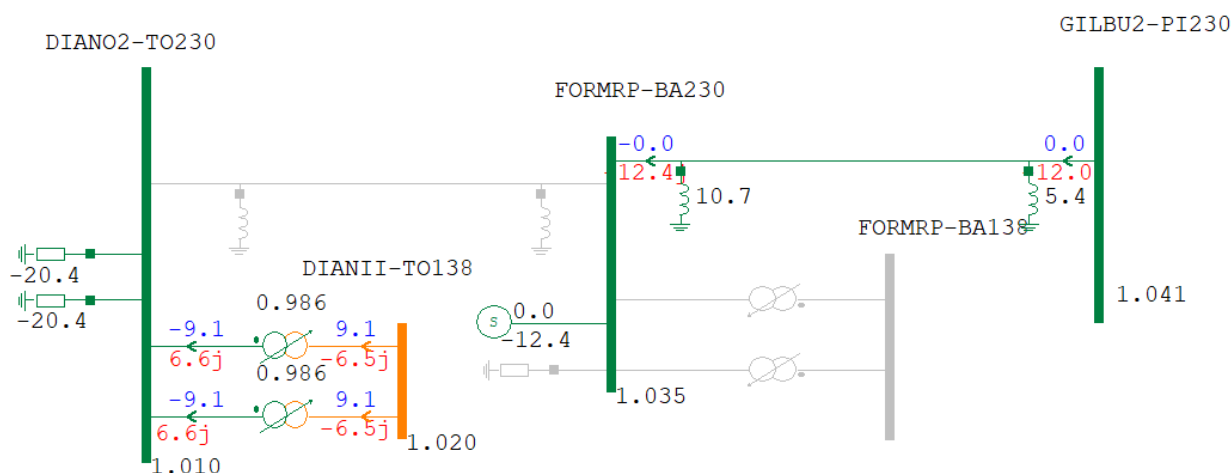


Figura 11-3 – Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto a partir da SE Gilbués II

11.2 Energização da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto com LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto já energizada - Ano 2026 – Carga Leve

11.2.1 Energização da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, a partir de Dianópolis II

A energização da LT 230 Dianópolis – Formosa do Rio Preto a partir de Dianópolis II, com a LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto já energizada, eleva a tensão em Dianópolis II para 1,018 pu, com tensão de 1,027 pu no terminal aberto em Formosa do Rio Preto. A tensão no barramento de Formosa do Rio Preto é mantida em 1,035 pu com a atuação do compensador síncrono absorvendo 12,5 Mvar. A tensão em Gilbués II 230 kV não se altera. Os resultados da simulação estão apresentados na Figura 11-4.

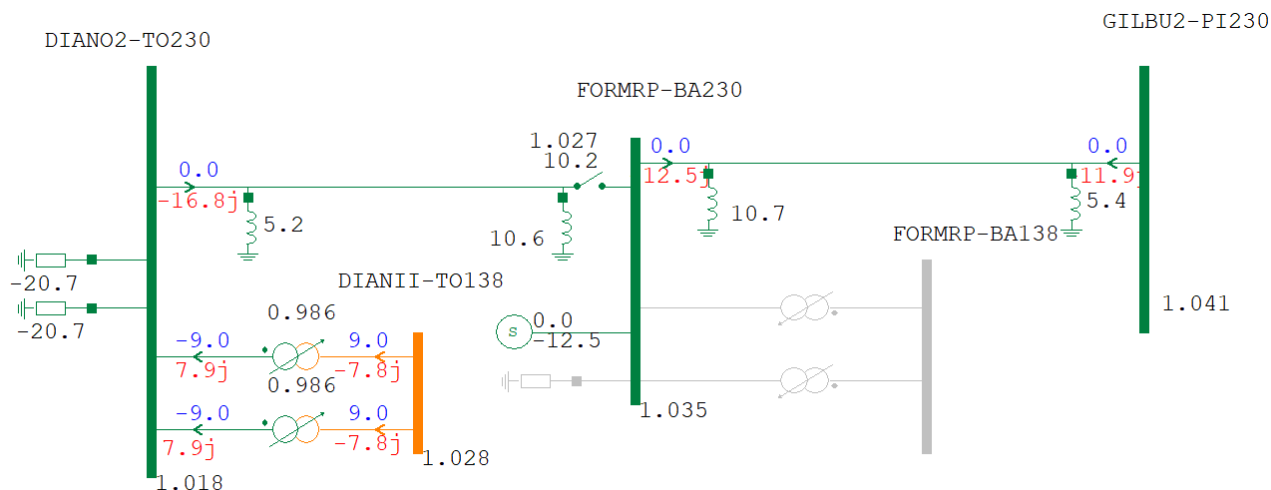


Figura 11-4 – Energização da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto a partir de Dianópolis, considerando a LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto já energizada

Fechado o disjuntor no terminal de Formosa do Rio Preto da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, o perfil de tensão atingido é de 1,019 pu em Dianópolis II 230 kV, 1,042 pu em Gilbués 230 kV e 1,035 pu em Formosa do Rio Preto, com o compensador síncrono absorvendo 7,3 Mvar. Os resultados da simulação são apresentados na Figura 11-5.

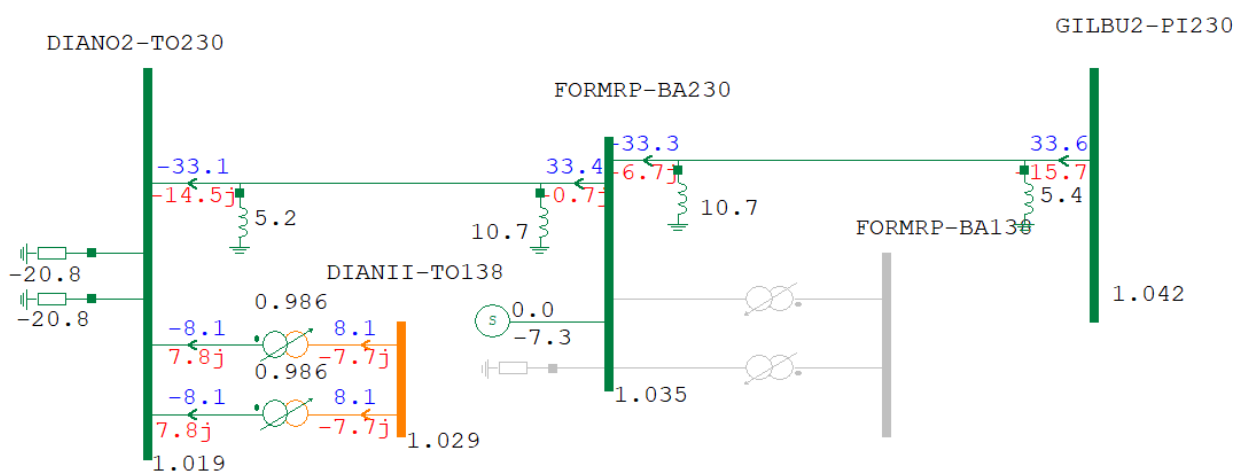


Figura 11-5 – Energização completa da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto – Dianópolis II

11.2.1 Energização da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, a partir de Formosa do Preto

A energização em cascata da LT 230 Dianópolis – Formosa do Rio Preto, partindo de Formosa do Rio Preto, com a LT Gilbués – Formosa do Rio Preto já energizada, eleva a tensão no terminal aberto em Dianópolis a 1,053 pu, com as tensões em Formosa do Rio Preto e Gilbués mantidas, respectivamente, em 1.035 pu e 1,041 pu, com o compensador síncrono em Formosa do Rio Preto absorvendo 30 Mvar (Figura 11-6). Alternativamente, o reator de barra de 30 Mvar também poderia ser utilizado para reduzir os níveis de tensão no barramento de Formosa do Rio Preto.

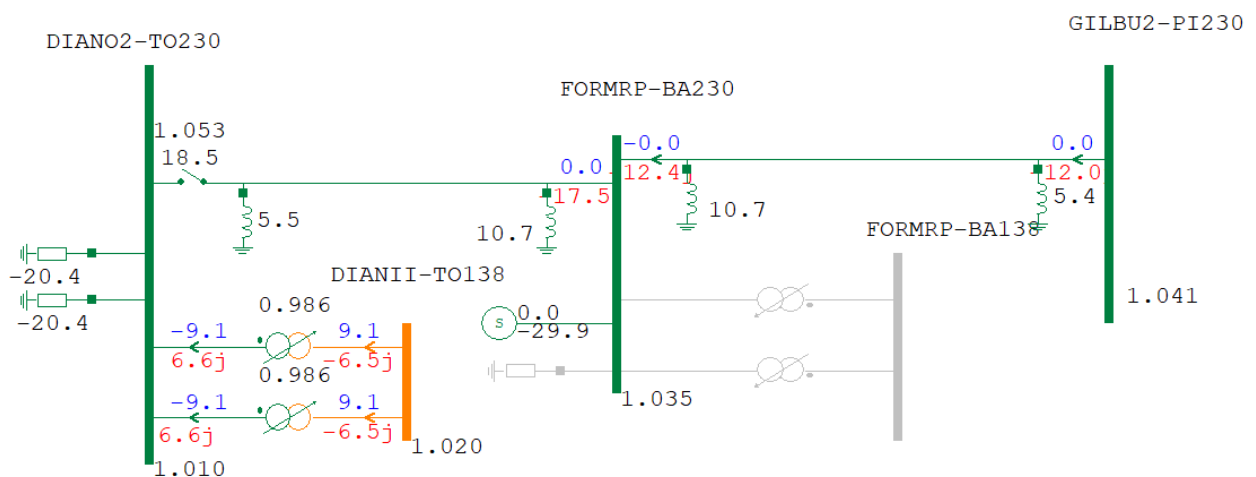


Figura 11-6 – Energização LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, a partir de Dianópolis II, com LT 230 Gilbués II – Formosa do Rio Preto já energizada

Fechando o disjuntor do terminal Dianópolis II 230 kV, obtém-se o mesmo perfil de tensão apresentado na Figura 11-5.

11.3 Energização da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto - Ano 2026 Carga Leve

Iniciando o processo de energização do eixo 230 kV Dianópolis II 230 kV – Formosa do Rio Preto - Gilbués II, a partir de Dianópolis e considerando a situação pré-energização apresentada na Figura 11-1, foram obtidos os resultados plotados na Figura 11-7. A tensão verificada no terminal aberto de Formosa do Rio Preto foi de 1,027 pu e em Dianópolis II 230 kV houve uma elevação de 1,01 pu para 1,018 pu. Não sendo necessária a utilização de compensação reativa adicional.

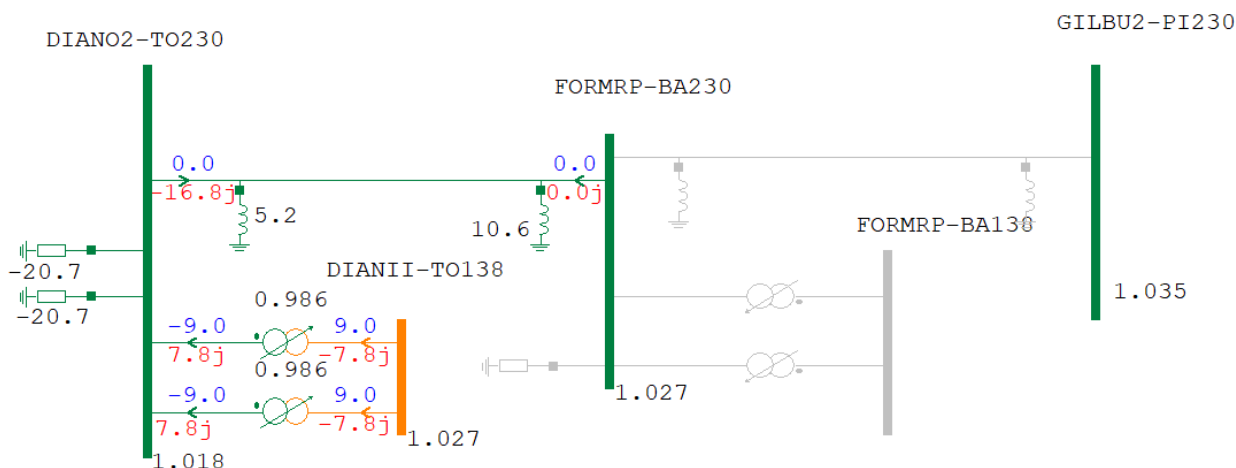


Figura 11-7 – Energização da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto

11.4 Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto com a LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto já energizada - Ano 2026 – Carga Leve

11.4.1 Energização da LT 230 kV Formosa do Rio Preto - Gilbués a partir de Formosa do Rio Preto

Nessa situação, os valores de tensão obtidos tanto em Formosa do Rio Preto 230 kV de 1,082 como no terminal da linha aberto em Gilbués II 230 kV, 1,113 pu superam os valores estabelecidos pelos critérios de planejamento, havendo a necessidade de compensação shunt no barramento de Formosa do Rio Preto 230 kV (Figura 11-8).

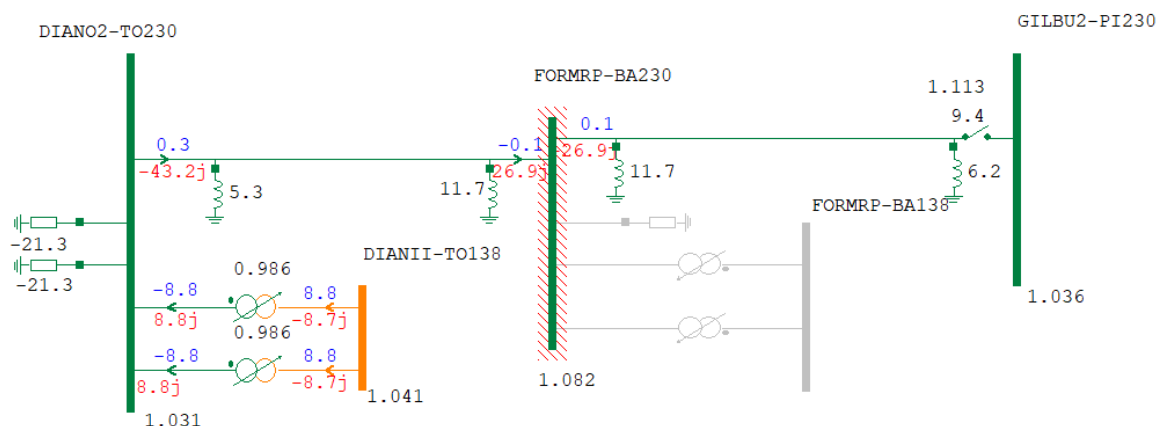


Figura 11-8 – Energização da LT 230 kV Formosa do Rio Preto – Gilbués, a partir de Formosa do Rio Preto, com LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto já energizada (sem compensação reativa em Formosa do Rio Preto)

Considerando um compensador síncrono em Formosa do Rio Preto 230 kV e fixando a tensão em 1,035 pu, a tensão no terminal aberto de Gilbués II 230 kV foi a 1,064 pu (Figura 11-9). Nesse ponto de operação, o compensador síncrono absorve 21 Mvar. Alternativamente, o reator de barra de 30 Mvar também poderia ser utilizado para reduzir os níveis de tensão no barramento de Formosa do Rio Preto.

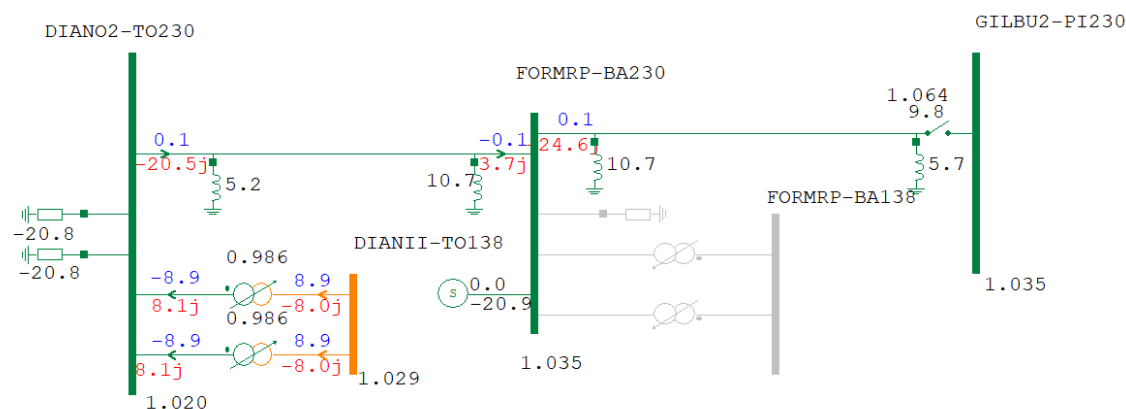


Figura 11-9 – Energização da LT 230 kV Formosa do Rio Preto – Gilbués, a partir de Formosa do Rio Preto, com LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto já energizada (com compensação reativa em Formosa do Rio Preto)

Fechando o disjuntor do terminal Gilbués II 230 kV, obtém-se o mesmo perfil de tensão apresentado na Figura 11-5.

11.4.2 Energização da LT 230 kV Formosa do Rio Preto - Gilbués a partir de Gilbués II, com a LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto já energizada.

Na energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, partindo de Gilbués II e com a LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto já energizada, o perfil de tensão obtido, apresentado na Figura 11-10, não ultrapassa os limites estabelecidos nos critérios. Nessa situação não havendo necessidade de compensação reativa adicional em Formosa do Rio Preto 230 kV.

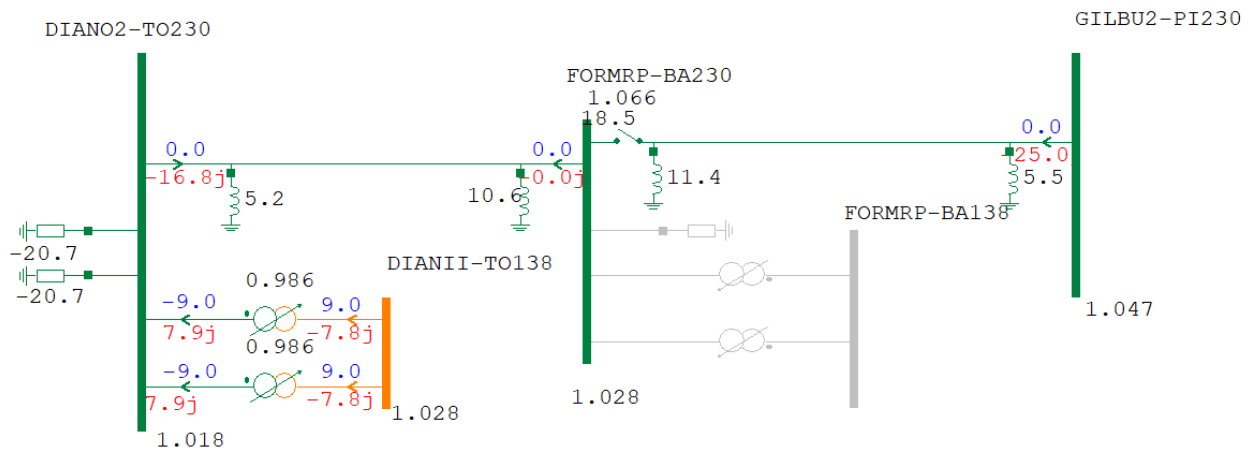


Figura 11-10 – Energização da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, a partir de Gilbués II, com LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto já energizada (sem compensação reativa em Formosa do Rio Preto)

11.5 Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto – 2026 – Carga Leve

Foi utilizado como caso de partida para as simulações de rejeição de carga, ano 2026, carga leve, a configuração apresentada na Figura 11-11, com o seguinte ponto de operação: tensão em Dianópolis II 230 kV de 1,024 pu, Gilbués II 230 kV, 1,030 pu e Formosa do Rio Preto 230 kV, 1,043 sem considerar compensação reativa em Formosa do Rio Preto.

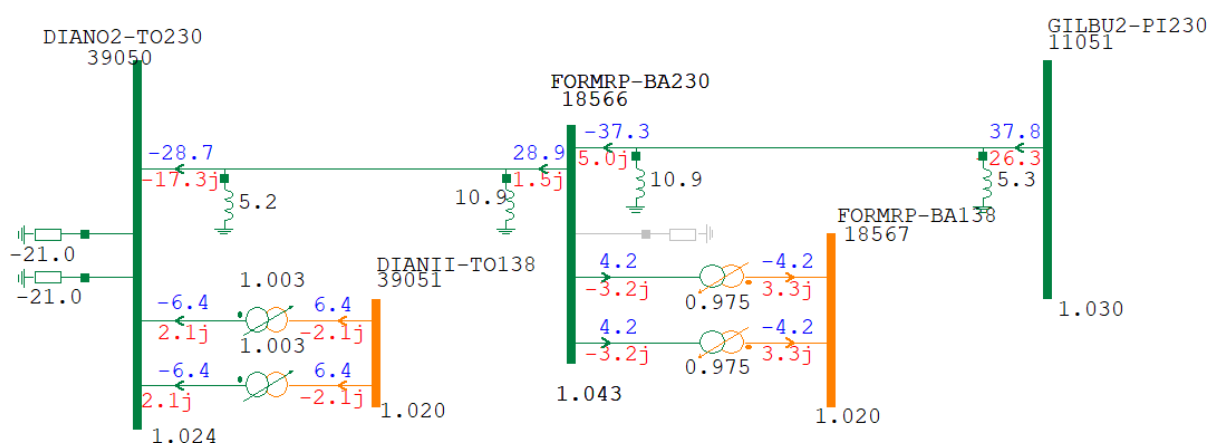


Figura 11-11 – Pré-Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto – 2026 – Leve
Sem considerar compensação reativa

11.5.1 Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, em Gilbués II 230 kV

Com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Gilbués II, obteve-se tensões de 1,018 pu em Gilbués II, 1,129 pu no terminal aberto de Gilbués II e 1,098 pu em Formosa do Rio Preto, esses dois últimos valores acima dos limites estabelecidos nos critérios. Há, portanto, a necessidade de compensação reativa indutiva adicional e, neste caso, a recomendação é que essa compensação seja variável. O resultado dessa simulação é apresentado na Figura 11-12

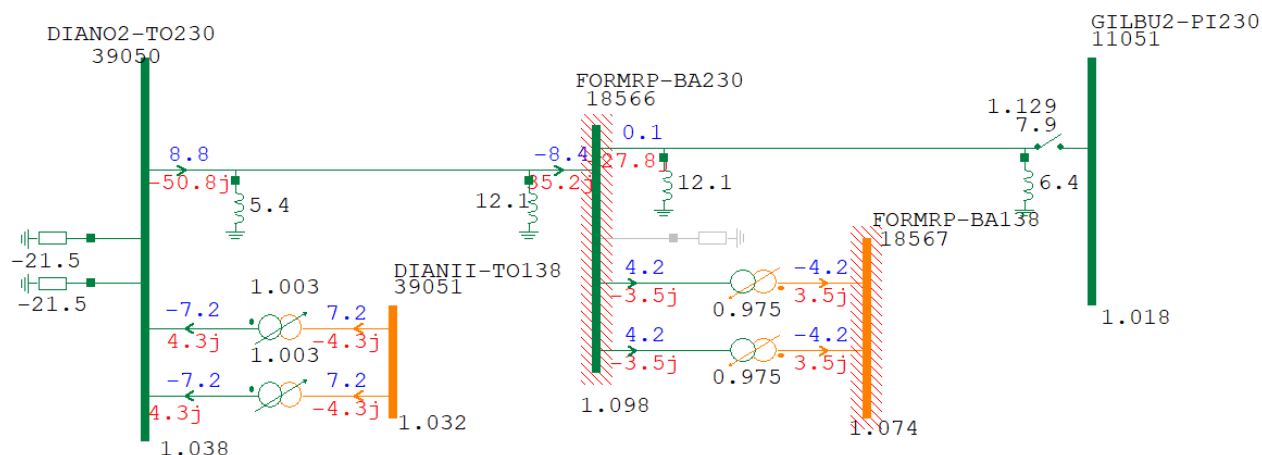


Figura 11-12 –Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto – 2026 – Leve, em Gilbués II, sem considerar compensação reativa indutiva em Formosa do Rio Preto 230 kV

Considerando um compensador síncrono em Formosa do Rio Preto 230 kV mantendo a tensão em 1,035 pu obteve-se o perfil de tensão apresentado na Figura 11-19, com o compensador síncrono absorvendo 8 Mvar.

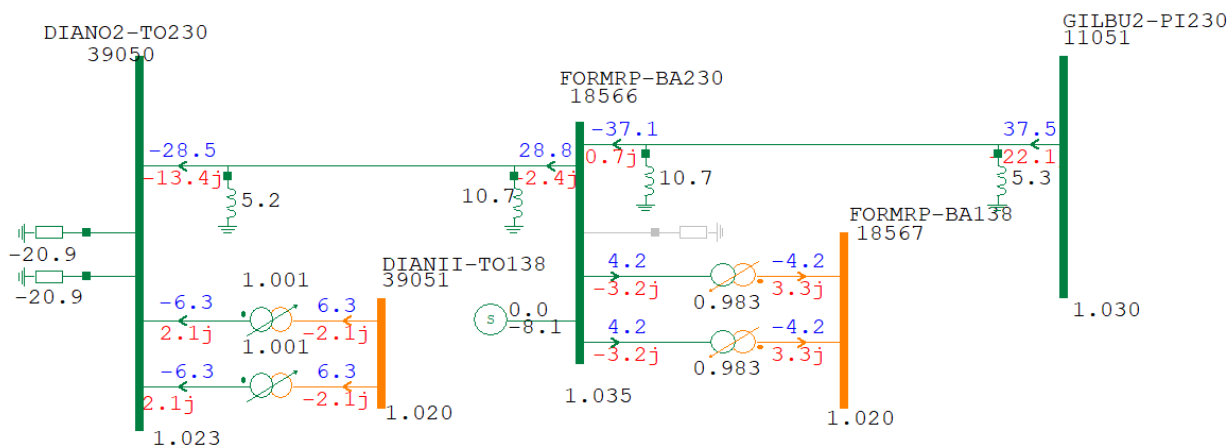


Figura 11-13 – Pré-rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Gilbués II, considerando compensador síncrono em Formosa do Rio Preto 230 kV.

Com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Gilbués II, obteve-se tensões de 1,020 pu em Gilbués II, 1,064 pu no terminal aberto de Gilbués II e 1,035 pu em Formosa do Rio Preto, valores dentro dos limites estabelecidos nos critérios, com o compensador síncrono absorvendo 28 Mvar. O resultado dessa simulação é apresentado na Figura 11-14.

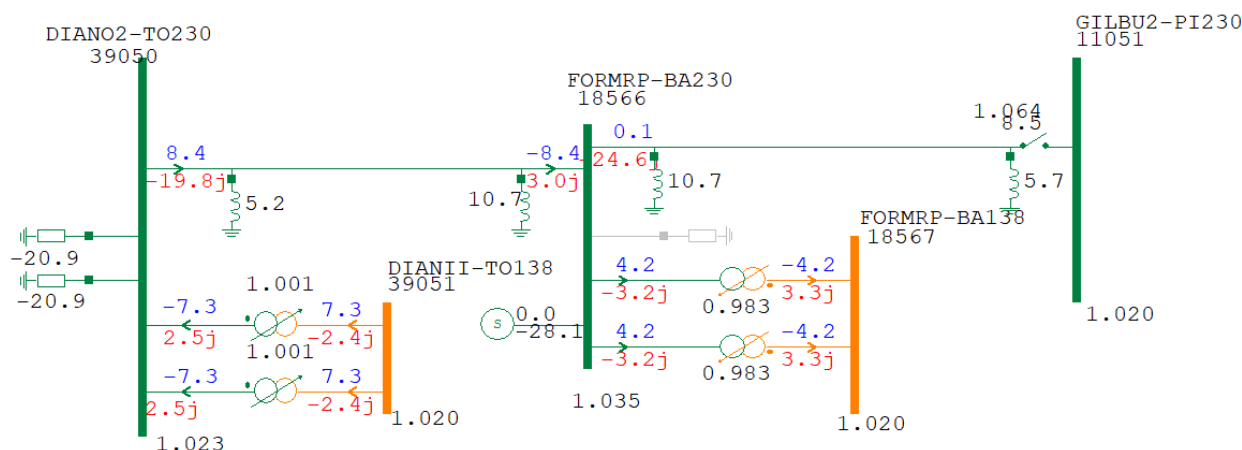


Figura 11-14 – Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Gilbués II, considerando compensador síncrono em Formosa do Rio Preto 230 kV.

11.5.2 Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, em Formosa do Rio Preto 230 kV

Com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Formosa do Rio Preto, obteve-se tensões de 1,032 pu em Gilbués II, 1,050 pu no terminal aberto de Formosa do Rio Preto e 1,035 em Formosa do Rio Preto, com o compensador síncrono absorvendo 3,6 Mvar. O resultado dessa simulação é apresentado na Figura 11-19.

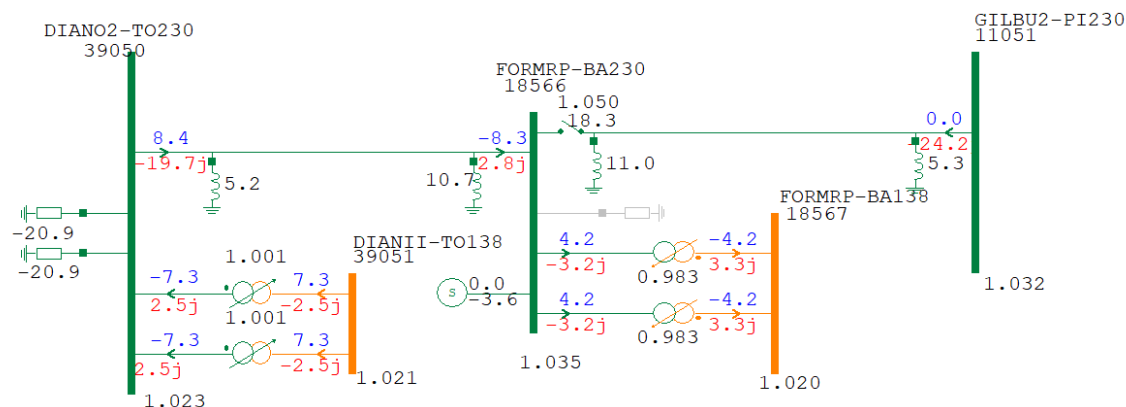


Figura 11-15 – Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Formosa do Rio Preto – 2026 - Leve

11.6 Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto – 2026 – Carga Leve

Tomou-se como ponto de partida a mesma condição pré-rejeição anterior, considerando o compensador síncrono em Formosa do Rio Preto (Figura 11-13), em que foram verificadas as seguintes tensões: 1,022 pu em Dianópolis II 230 kV, 1,030 pu em Gilbués II 230 kV, e 1,035 pu em Formosa do Rio Preto 230 kV, com compensador síncrono absorvendo 8 Mvar.

11.6.1 Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, em Dianópolis II 230 kV

Na abertura intempestiva do disjuntor do terminal Formosa do Rio Preto, obteve-se tensões de 1,016 pu em Dianópolis II, 1,053 no terminal aberto em Dianópolis II e 1,035 pu em Formosa do Rio Preto com a atuação do compensador síncrono absorvendo 28,7 Mvar, e 1,029 pu em Gilbués II 230 kV. O resultado dessa simulação é apresentado na Figura 11-21 e observa-se que as tensões estão dentro dos limites de planejamento.

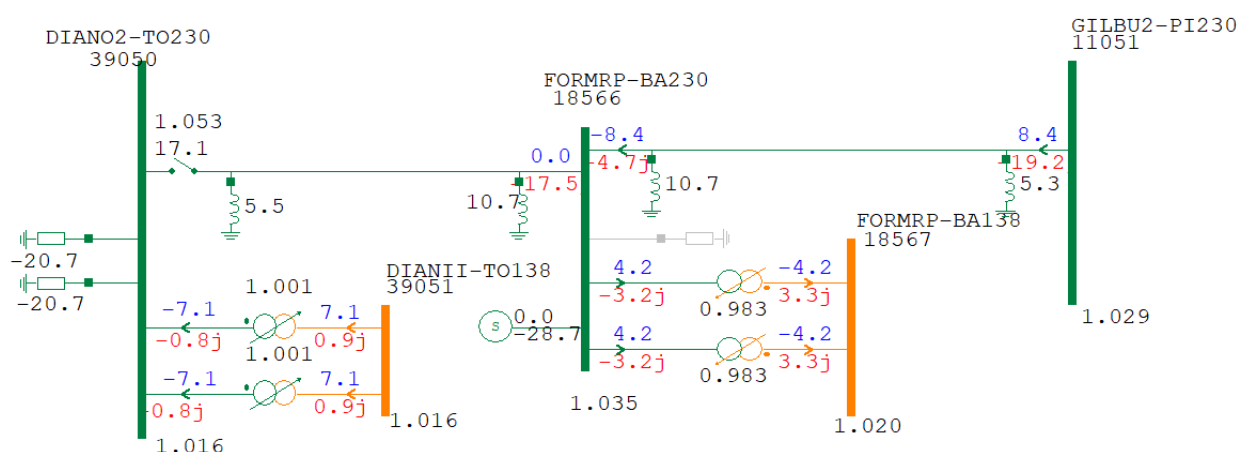


Figura 11-16 – Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Dianópolis II Leve -2026

11.6.2 Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, em Formosa do Rio Preto II 230 kV

Na abertura intempestiva do disjuntor do terminal Formosa do Rio Preto, obteve-se tensões de 1,022 pu em Dianópolis II, 1,032 no terminal aberto em Dianópolis II e 1,35 pu em Formosa do Rio Preto com a atuação do compensador síncrono absorvendo 11,3 Mvar. O resultado dessa simulação é

apresentado no Figura 11-22, com todos os valores de tensão dentro dos limites estabelecidos nos critérios.

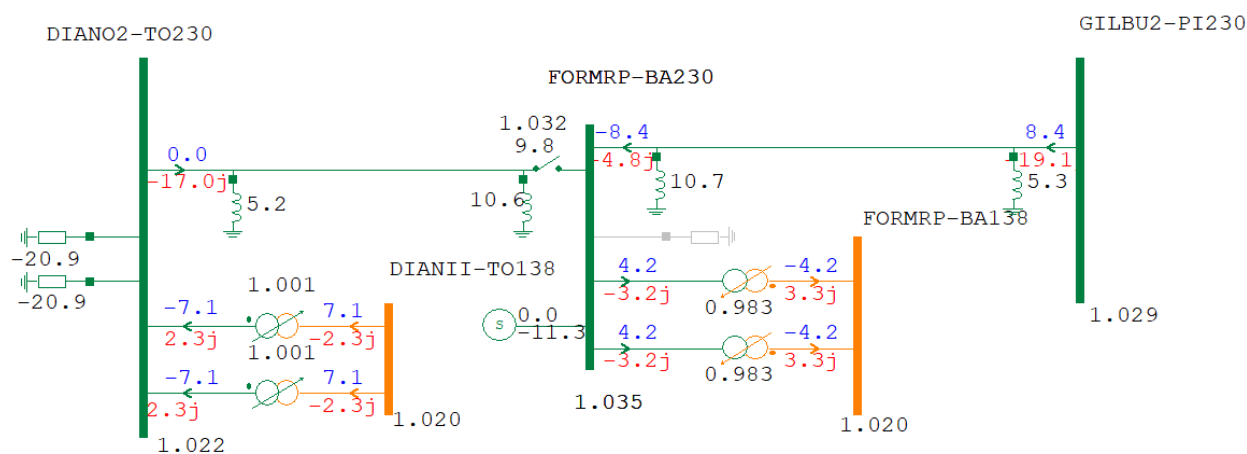


Figura 11-17 – Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Formosa do Rio Preto – Leve – 2026

11.7 Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto – 2036 – Carga Média

O patamar de carga média, 2036, se caracteriza como sendo aquele de maior carregamento nas LTs Gilbués II – Formosa do Rio Preto e Dianópolis II – Formosa do Rio Preto no horizonte desse estudo. Esse caso foi simulado para identificar a necessidade de compensação reativa capacitiva variável necessária em Formosa do Rio Preto 230 kV quando da perda intempestiva de uma dessas duas linhas de transmissão.

Considerou-se como caso de partida a configuração apresentada na Figura 11-18, com tensão de 1,031 pu na SE Gilbués II 230 kV, 1,01 pu em Dianópolis II 230 kV e tensão 1,010 em Formosa do Rio Preto com a atuação do compensador síncrono em Formosa do Rio Preto gerando 36 Mvar. Observa-se que, diferentemente do ocorrido no patamar de carga leve, quando da ocorrência de uma abertura intempestiva de um dos terminais da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto torna-se necessária uma contribuição do compensador síncrono no sentido de prover potência reativa ao sistema para evitar afundamentos de tensão.

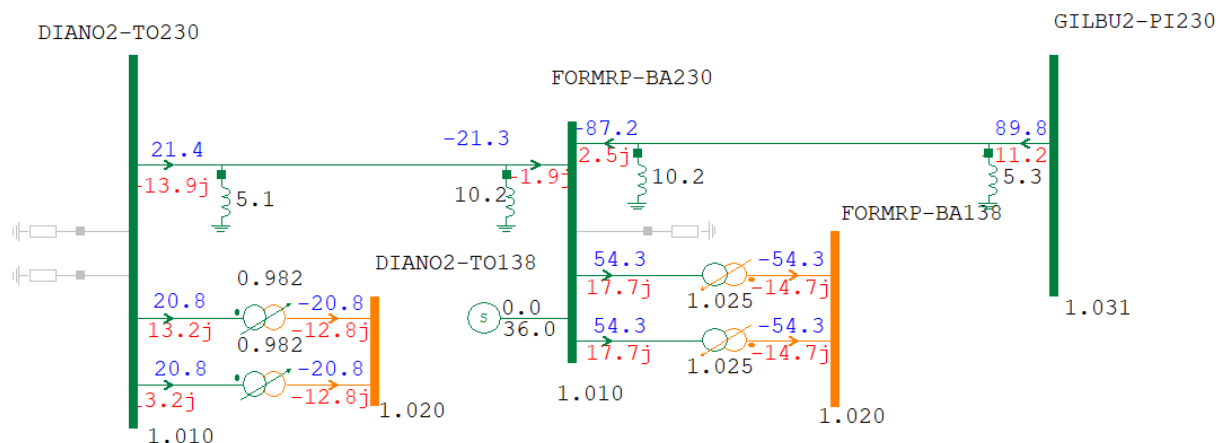


Figura 11-18 – Pré-Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto

11.7.1 Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, em Gilbués II 230 kV

Com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Gilbués II, obteve-se tensões de 1,028 pu em Gilbués II, 1,038 pu no terminal aberto de Gilbués II e 1,01 pu na SE Formosa do Rio Preto com o CS gerando 38 Mvar. O resultado dessa simulação é apresentado na Figura 11-19.

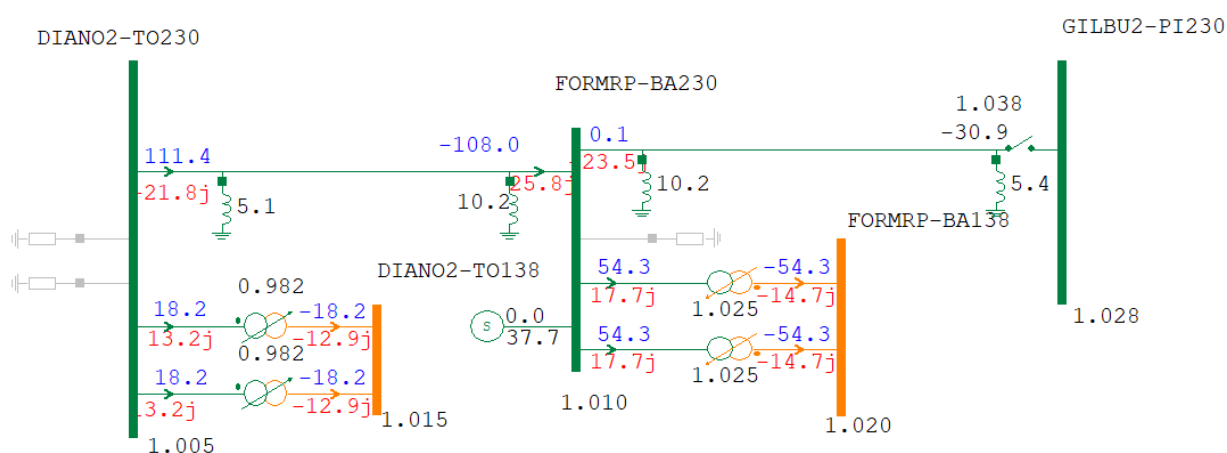


Figura 11-19 – Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Gilbués II

11.7.2 Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, em Formosa do Rio Preto 230 kV

Com a abertura intempestiva do disjuntor do terminal Formosa do Rio Preto, obteve-se tensões de 1,039 pu em Gilbués II, 1,058 pu no terminal aberto de Formosa do Rio Preto e 1,01 pu na SE Formosa do Rio Preto com o compensador síncrono gerando 61 Mvar. A Figura 11-20 apresenta o resultado dessa simulação.

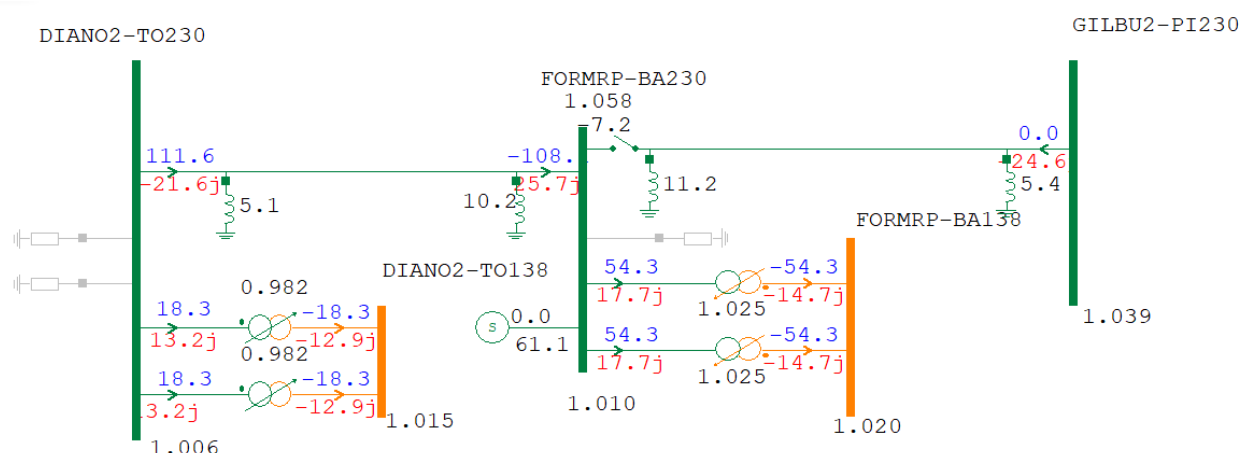


Figura 11-20 - Rejeição da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Formosa do Rio Preto

11.8 Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto

Tomou-se como ponto de partida a mesma condição pré-rejeição anterior (Figura 11-18), em foram verificadas as seguintes tensões: 1,031 pu na SE Gilbués II 230 kV, 1,01 pu em Dianópolis II 230 kV e 1,010 pu em Formosa do Rio Preto com a atuação do compensador síncrono em Formosa do Rio Preto gerando 36 Mvar.

11.8.1 Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, em Dianópolis II 230 kV

Na abertura intempestiva do disjuntor do terminal Formosa do Rio Preto, obteve-se tensões de 1,013 pu em Dianópolis II, 1,023 no terminal aberto em Formosa do Rio Preto e 1,01 pu em Formosa do Rio Preto com a atuação do compensador síncrono gerando 25,9 Mvar. O resultado dessa simulação é apresentado no Figura 11-21.

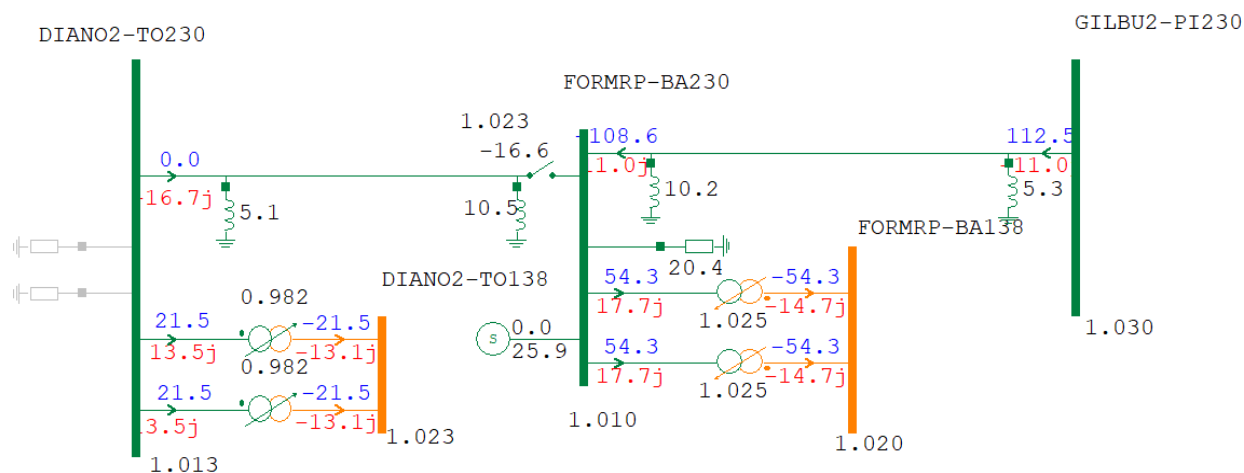


Figura 11-21 – Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Formosa do Rio Preto

11.8.2 Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, em Dianópolis II 230 kV

Na abertura intempestiva do disjuntor do terminal Dianópolis II, obteve-se tensões de 1,005 pu em Dianópolis II, 1,028 no terminal aberto em Dianópolis II e 1,01 pu em Formosa do Rio Preto com a atuação do compensador síncrono gerando 29,7 Mvar. O resultado dessa simulação é apresentado no Figura 11-22.

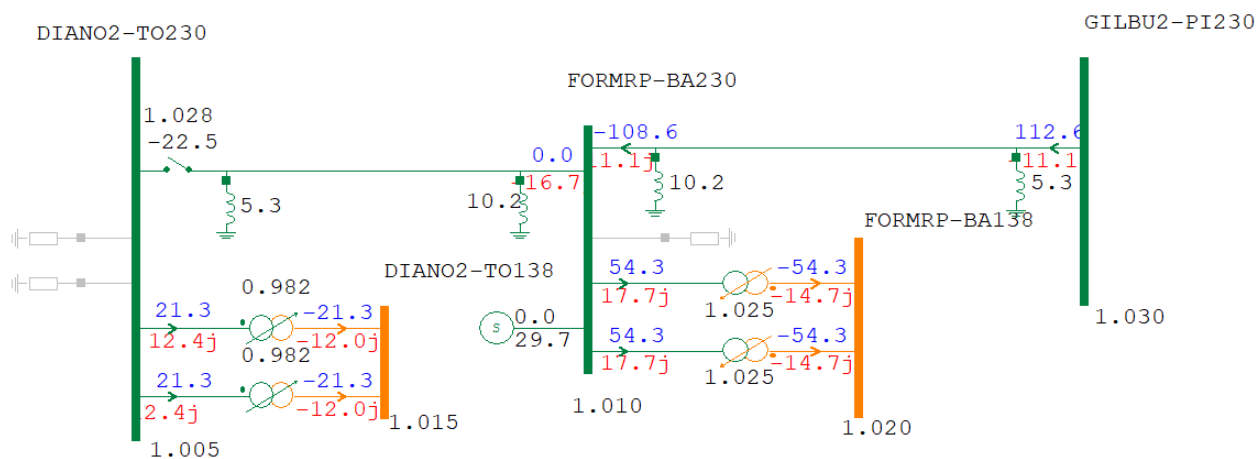


Figura 11-22 – Rejeição da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto com abertura na SE Dianópolis II

12 CURTO-CIRCUITO

O cálculo dos níveis de curto-circuito foi efetuado considerando o sistema em regime subtransitário, com todas as linhas de transmissão representadas na base de dados referente ao PD 2031, e nos cenários com número máximo e mínimo de unidades de geração.

Os valores referentes às correntes de curto-circuito mínimo e máximo para as principais subestações influenciadas pela implantação dos reforços recomendados neste estudo são apresentados da Tabela 12-2 até a Tabela 12-6. Esses valores foram obtidos para as condições pré-entrada e pós-entrada das obras indicadas neste estudo, tanto para o ano inicial do estudo (2026), como para o ano horizonte (2036).

Conforme os valores de capacidade de interrupção simétricas ICCS (kA) das subestações existentes e em construção apresentadas na Tabela 12-1 não foi verificada a superação dos disjuntores das subestações de Rede Básica e Rede Básica de Fronteira, mesmo após inseridos os reforços indicados neste estudo.

Tabela 12-1 – Capacidade de Interrupção Simétrica ICCS (kA)

Subestação	Tensão (kV)	ICCS (kA)
Gilbués II	500	50
Gilbués II	230	40
Barreiras 2	230	40
Dianópolis II	230	40
Dianópolis II	138	31,5

Tabela 12-2 – Níveis de Curto Circuito Máximo Pré-entrada de Obras – Ano 2026

Curto Circuito Máximo		2026					
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R
Gilbués II	500	21,16	8,30	13,33	6,12	19,23	7,61
Gilbués II	230	6,70	18,55	6,83	17,78	6,76	18,45
Barreiras 2	230	21,92	12,83	19,71	9,97	21,31	11,50
Dianópolis II	230	5,84	7,36	4,21	6,62	5,39	7,11
Dianópolis II	138	6,54	10,01	5,31	8,78	6,11	9,52

Tabela 12-3 – Níveis de Curto Circuito Máximo Pós-entrada de Obras – Ano 2026

Curto Circuito Máximo		2026					
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R
Gilbués 2	500	21,38	8,35	13,44	6,12	19,43	7,65
Gilbués 2	230	7,61	15,25	7,51	14,69	7,53	15,24
Barreiras 2	230	21,98	12,83	19,73	9,95	21,36	11,49
Dianópolis II	230	6,90	7,31	5,00	6,29	6,35	6,99
Dianópolis II	138	7,16	10,48	5,84	8,95	6,74	9,83
Formosa do Rio Preto	230	3,81	9,68	3,72	11,75	3,78	10,79
Formosa do Rio Preto	138	3,64	16,54	3,64	20,06	3,69	17,82
Panambi	138	2,33	3,61	0,9	5,33	2,03	3,74
São Marcelo	138	2,29	8,94	1,72	8,60	2,12	8,79
Chapada das Mangabeiras	138	1,19	3,48	0,76	3,93	1,08	3,56

Tabela 12-4 – Níveis de Curto Circuito Mínimo Pré-entrada de Obras – Ano 2026

Curto Circuito Mínimo		2026					
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R
Gilbués 2	500	13,07	10,26	9,03	7,52	12,00	9,47
Gilbués 2	230	4,59	33,26	4,92	27,54	4,82	28,46
Barreiras 2	230	14,61	17,96	13,42	13,12	14,30	15,61
Dianópolis II	230	4,81	8,19	3,70	7,03	4,47	7,83
Dianópolis II	138	5,60	10,96	4,90	9,15	5,38	10,22

Tabela 12-5 – Níveis de Curto Circuito Mínimo Pós-entrada de Obras – Ano 2026

Curto Circuito Mínimo		2026					
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R
Gilbués 2	500	13,30	10,33	9,16	7,51	12,21	9,52
Gilbués 2	230	5,38	22,27	5,58	19,43	5,52	20,62
Barreiras 2	230	14,72	17,90	13,49	13,06	14,40	15,57
Dianópolis II	230	5,67	8,24	4,31	6,78	5,28	7,78
Dianópolis II	138	6,14	11,70	5,39	9,36	5,91	10,72
Formosa do Rio Preto	230	3,40	11,07	3,48	12,91	3,48	11,97
Formosa do Rio Preto	138	3,48	18,10	3,52	21,28	3,53	19,62
Panambi	138	2,23	3,67	0,89	5,35	1,98	3,79
São Marcelo	138	2,22	9,19	1,72	8,61	2,05	9,02
Chapada das Mangabeiras	138	1,19	3,49	0,76	3,93	1,08	3,57

Tabela 12-6 – Níveis de Curto Circuito Máximo – Ano 2036

Curto Circuito Máximo		2036					
Subestação	Tensão (kV)	3Φ (kA)	X/R	1Φ (kA)	X/R	2ΦT (kA)	X/R
Gilbués 2	500	24,43	8,54	15,44	6,30	22,20	7,85
Gilbués 2	230	12,07	17,33	11,59	14,27	12,00	15,76
Barreiras 2	230	21,76	13,45	19,19	10,03	21,06	11,87
Dianópolis II	230	6,72	7,41	4,76	6,46	6,17	7,10
Dianópolis II	138	6,84	10,87	5,71	9,06	6,52	10,09
Formosa do Rio Preto	230	3,79	9,70	3,77	11,56	3,84	10,54
Formosa do Rio Preto	138	3,65	16,58	3,67	19,51	3,69	17,95
Panambi	138	1,77	3,86	0,67	5,57	1,56	3,97
São Marcelo	138	2,31	8,80	1,73	8,52	2,12	8,71
Coaceral I	138	2,86	10,87	2,40	10,49	2,70	10,70
Coaceral II	138	1,70	7,28	1,15	7,20	1,51	7,34
Garganta	138	1,53	5,68	0,72	6,33	1,34	5,76
Chapada das Mangabeiras	138	1,20	3,45	0,76	3,92	1,09	3,54

13 OTIMIZAÇÃO E AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO AÉREAS

13.1 Considerações gerais

Neste capítulo são apresentadas as análises técnicas e de otimização visando definir as especificações básicas das Linhas de Transmissão (LT) aéreas recomendadas neste estudo, conforme relacionadas a seguir.

- LT 230 LT Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, C1 (176 km)
- LT 230 LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto, C1 (212 km)

Os resultados obtidos nas análises foram extraídos do programa ELEKTRA, desenvolvido pelo CEPEL [16].

13.2 Dados e premissas

A Tabela 13-1 apresenta dados ambientais utilizados nas simulações do ELEKTRA, obtidos através desse programa, para as rotas das linhas em estudo, que impactam diretamente a seleção de condutores e capacidades operativas das linhas de transmissão. Os dados ambientais mais relevantes das duas linhas analisadas, que se conectam na nova subestação, Formosa do Rio Preto, são semelhantes para os cálculos realizados, razão de se apresentar.

Tabela 13-1 - Dados do ambiente

Temperatura do ar – máxima média [°C]	34
Velocidade de vento para cálculo de temperatura dos cabos [m/s]	1
Radiação solar [W/m²]	1000
Altitude máxima [m]	790
Densidade relativa do ar [p.u.]	0,88

A Tabela 13-2 apresenta os parâmetros econômicos e a referência considerada na otimização econômica dos condutores das linhas. Os fluxos, fatores de carga e de perdas utilizados, estão apresentados na Tabela 13-3. Quanto aos carregamentos máximos verificados nos estudos de fluxo de potência, em condição normal de operação e em emergência, decorrente de contingência no sistema, estão apresentados na Tabela 13-4.

Tabela 13-2 - Dados de avaliação econômica

Custo das perdas de energia [R\$/MWh]	187,4
Período do cálculo [anos]	30
Taxa de desconto anual [%]	8
Banco de preços	Ref. ANEEL – 2020/06

Tabela 13-3 - Dados do sistema – fluxos nas linhas para cálculo de perdas

Linha de transmissão	Fluxo⁽¹⁾ [MVA]	Duração [Anos]	Fator de carga	Fator de perdas
LT 230 LT Dianópolis II – Formosa do Rio Preto	28,64	2	0,515	0,336
	68,41	3	0,421	0,320
	25,00	5	0,480	0,304
	42,00	20	0,659	0,474
LT 230 LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto	43,01	2	0,670	0,515
	50,22	3	0,671	0,521
	62,65	5	0,768	0,644
	85,99	20	0,820	0,717

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Tabela 13-4 -Dados do sistema – fluxos máximos nas linhas para diferentes condições de operação

Linha de transmissão	Fluxo¹ [MVA]	
	Normal	Emergência
LT 230 Dianópolis II – Formosa do Rio Preto	68,41	109,66
LT 230 Gilbués II – Formosa do Rio Preto	85,99	110,86

⁽¹⁾ Fluxos verificados à tensão nominal.

Para as duas linhas em análise, foi adotada como referência estruturas estaiadas, como indicado no item 13.5.2, que apresenta as coordenadas geométricas da torre típica, após a otimização. Por fim, considerou-se também cabos condutores tipo CAA e cabos para-raios tipo EAR 3/8" e OPGW 13,3 mm.

13.3 Critérios para análises elétricas e comparações econômicas

Na definição das capacidades de corrente, os valores a serem especificados devem atender minimamente aos fluxos observados no estudo, em condição normal e emergência. Adicionalmente, deve-se adotar 65 °C como limite superior de temperatura nos cabos condutores em condição normal de operação e não superior a 90 °C em condição de emergência. Com relação aos níveis de emissão eletromagnética, estes devem observar os requisitos mínimos definidos em [16]. Essas restrições, juntamente com o balanço dos cabos, devem ser observadas de forma a definir uma estimativa inicial para a faixa de segurança e o conjunto de cabos condutores tecnicamente viáveis.

Configurações com custos totais, de instalação e perdas, com diferenças de até 3 % são consideradas economicamente equivalentes.

13.4 Avaliações Econômicas

13.4.1 Seleção dos cabos condutores

Os resultados das simulações para otimização dos condutores indicaram, com o universo de condutores pesquisados, para as duas linhas investigadas, um conjunto de soluções técnica e economicamente viáveis dentro da faixa admissível de 3% do custo total unitário (instalações e perdas) como destacado em negrito na Tabela 13-5 e na Tabela 13-6. Resultados com condutores com custos totais mais elevados que os das tabelas não estão apresentados.

Tabela 13-5 -Otimização do condutor da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, custo total unitário por condutor (1 subcondutor/fase)

Cabo condutor		Custo (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e menor custo total [%]
Nome	Dimensão (MCM)	Instalação	Perdas	Total	
DRAKE	795	524,39	97,03	621,42	105,17
TERN	795	490,58	106,83	597,41	101,11
RUDDY	900	502,48	88,39	590,87	100,00
RAIL	954	515,67	80,47	596,14	100,89
ORTOLAN	1033	532,74	71,19	603,93	102,21
BLUEJAY	1113	549,22	63,48	612,70	103,69
BUNTING	1193	565,37	57,11	622,48	105,35

Tabela 13-6 - Otimização do condutor da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, custo total unitário por condutor (1 subcondutor/fase)

Cabo condutor		Custo (1000 x R\$/km)			Relação entre custo total e menor custo total [%]
Nome	Dimensão (MCM)	Instalação	Perdas	Total	
DRAKE	795	517,99	158,83	676,82	104,75
TERN	795	489,13	168,34	657,47	101,75
RUDDY	900	502,85	143,30	646,15	100,00
RAIL	954	516,05	132,53	648,58	100,38
ORTOLAN	1033	533,10	119,59	652,69	101,01
BLUEJAY	1113	549,58	108,74	658,32	101,89
BUNTING	1193	565,72	99,66	665,38	102,98

Como observado nas tabelas acima, dentre as soluções com diferenças de custo total na faixa elegível (3%), para as duas linhas em estudo, a solução de menor custo de instalação corresponde ao TERN. Sendo esse condutor largamente utilizado no SIN, inclusive na região da expansão em estudo, em linhas de características similares conectadas à SE 230 kV Dianópolis, recomenda-se a escolha do condutor TERN (795 MCM) para as duas linhas de transmissão em estudo.

A análise de sensibilidade com relação ao custo das perdas mantém a indicação do condutor recomendado com os critérios considerados, com elevação do custo das perdas em até cerca de 35 %.

13.5 Características Técnicas da Solução de Referência

13.5.1 Características elétricas

Tendo em vista os resultados das análises realizadas, os parâmetros elétricos e capacidades operativas especificadas estão sumarizados na Tabela 13-7.

Tabela 13-7 - Características elétricas básicas das LTs em 230 kV estudadas

Tipo	Cabo	Capacidade [A]		Parâmetros de sequência a 50 °C			
		Normal	Emerg.	seq.	r [Ω /km]	x [Ω /km]	b [μ S/km]
Circuito simples	CAA 1 x TERN (795 MCM)	755	1035	+	0,0819	0,4856	3,407
				0	0,4147	1,448	2,166

A Figura 13-1 extraída do ELEKTRA, apresenta um sumário dos resultados técnicos das linhas quando operando em capacidade normal, estimando-se a faixa de segurança igual a 40,5 metros. Considerando-se as variáveis intrínsecas dessas simulações, recomenda-se a adoção de uma largura de faixa um pouco maior, igual a 42 metros.

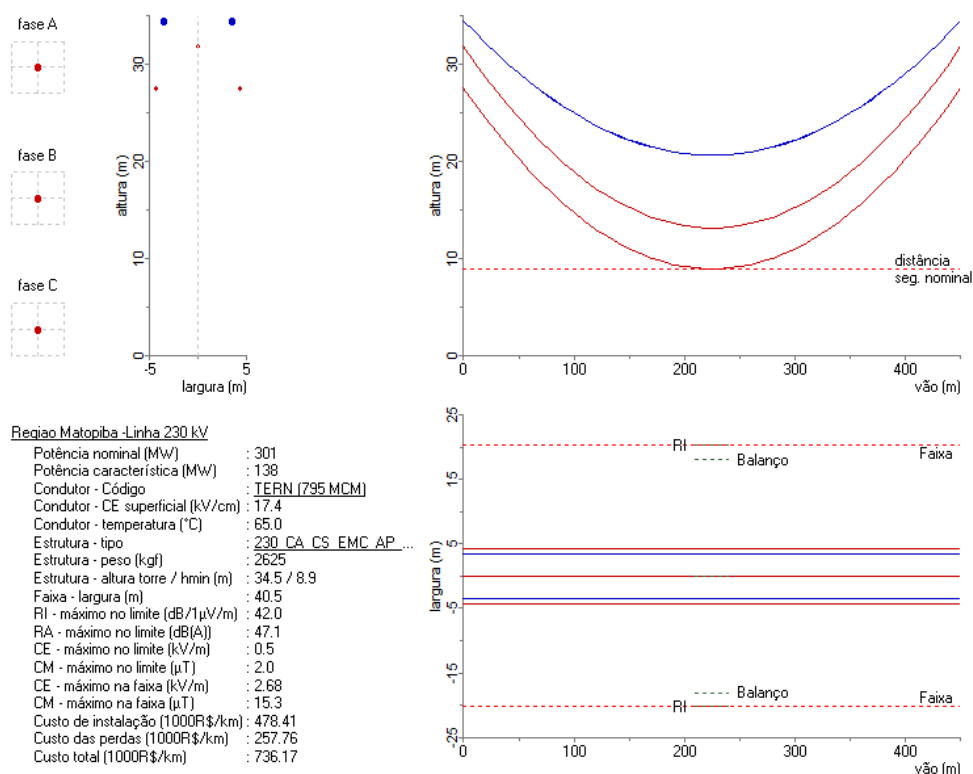


Figura 13-1 - Dados técnicos básicos das linhas em 230 kV com potência nominal

13.5.2 Características construtivas

Considerando os resultados das simulações realizadas, as coordenadas dos centros dos feixes na torre e flechas estão apresentadas na Tabela 13-8.

Tabela 13-8 Coordenadas do centro do feixe da silhueta típica das LTs 230 kV

Elemento	X [m]	Y [m]	Flecha [m]
Feixe A	-4,3	27,6	18,7
Feixe B	0	31,8	18,7
Feixe C	4,3	27,6	18,7
Para-raios 1	-3,5	34,5	13,9
Para-raios 2	3,5	34,5	13,9

14 ANÁLISE DE RESSONÂNCIA E EXTINÇÃO DE ARCO SECUNDÁRIO

Neste capítulo são apresentados os principais resultados das análises preliminares de ressonância e extinção de arco secundário com vistas a verificar, em regime permanente, a viabilidade de implantação do religamento monopolar nas Linhas de Transmissão (LT) aéreas listada abaixo:

- LT 230 LT Gilbués II - Formosa do Rio Preto, C1 (212 km)
- LT 230 LT Dianópolis II - Formosa do Rio Preto, C1 (176 km)

A despeito da análise preliminar realizada neste relatório, as situações expostas deverão ser investigadas no âmbito do Projeto Básico, para todas as linhas e seccionamentos recomendados neste relatório. Nestas análises deverão ser consideradas as soluções que de fato serão adotadas, com simulações no domínio do tempo e em regime permanente, com uma modelagem mais acurada da rede adjacente, incluindo a eventual especificação futura de reatores de neutro.

Destaca-se que todas as simulações foram realizadas com o programa ATP/ATPDraw, considerando-se uma modelagem trifásica em regime permanente.

14.1 Procedimentos e Critérios de Análise

Diz-se que o religamento monopolar é viável se houver alta probabilidade de auto-extinção do arco secundário em um tempo morto predefinido. Essa probabilidade deve ser verificada através do par de valores de tensão e corrente, no ponto de falta, tanto em regime permanente como em regime transitório. Não obstante, considerando um tempo morto de até 2 s, as análises em regime permanente possibilitam conclusões preliminares sobre a viabilidade da manobra. Estas análises têm como objetivo investigar a corrente de arco secundário e a tensão sustentada, sob abertura monopolar, para a faixa de frequência de 56 Hz a 66 Hz [18][19]. A verificação da tensão de fase aberta é importante não só para a questão da extinção do arco secundário, mas também para assegurar que durante a manobra os equipamentos terminais da LT não ficarão expostos à sobretensões acima de seus limites de suportabilidade.

De forma conservativa, as tensões nas barras terminais devem ser ajustadas para valores próximos aos máximos operativos. Além disso, para maximizar a corrente de arco secundário, o fluxo de potência na LT deve ser ajustado, no mínimo, para a condição de maior carregamento vislumbrada no estudo. Nas simulações considera-se que a silhueta típica é usada em toda a extensão da LT, com a devida representação das transposições e eventuais paralelismos. Por fim, deve-se adotar os seguintes limites para as variáveis avaliadas:

- Corrente de arco secundário não superior a 80 A [20]
- Tensão induzida na fase aberta não superior à tensão máxima de operação

14.2 LT 230 kV Gilbués II - Formosa do Rio Preto, C1

Esta LT possui um comprimento estimado em cerca de 212 km, com reatores em derivação de 10 Mvar e 5 Mvar, conectados, respectivamente, nos terminais Formosa do Rio Preto e Gilbués II, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 39 %. Nas simulações, o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 160 MVA.

As Figura 14-1 e Figura 14-2 apresentam as situações mais severas para as tensões de fase aberta e corrente de arco secundário nos terminais da LT avaliada. Estes resultados, por sua vez, não indicam a necessidade de adoção de alguma medida para viabilizar a manobra de religamento monopolar, tendo em vista os valores de corrente de arco secundário e a tensão das fases abertas, sendo estes substancialmente menores que os limites de 80 A e 139,4 kV, respectivamente, para esta solução de referência.

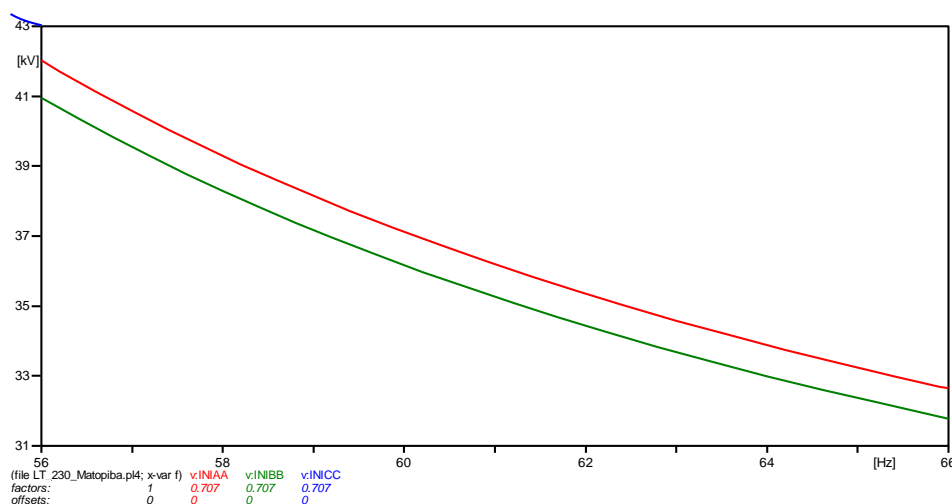


Figura 14-1 - LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, C1. Tensão de fase aberta 56-66Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados.

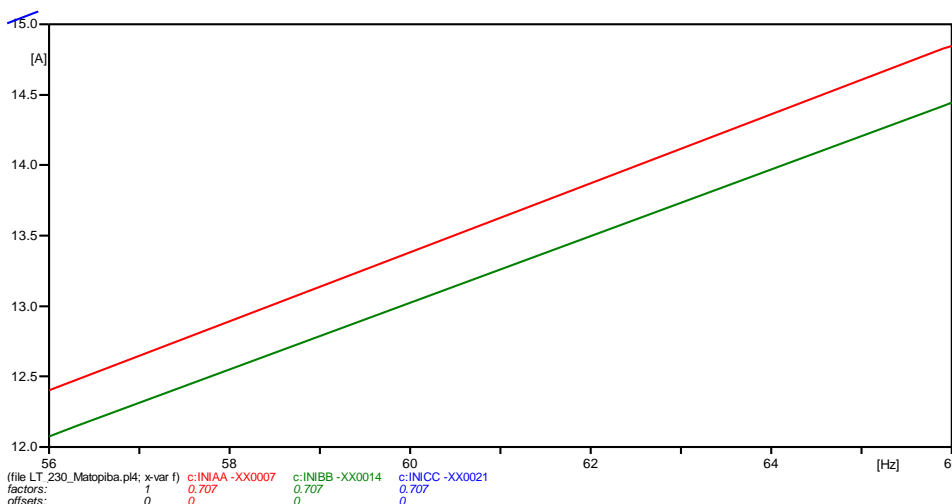


Figura 14-2 - LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto, C1. Corrente de arco secundário 56-66Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados.

14.3 LT 230 LT Dianópolis II - Formosa do Rio Preto, C1

Esta LT possui um comprimento estimado em cerca de 176 km, com reatores em derivação de 10 Mvar e 5 Mvar, conectados, respectivamente, nos terminais Formosa do Rio Preto e Dianópolis II, resultando em um grau de compensação de aproximadamente 47 %. Nas simulações, o ponto de operação foi ajustado considerando-se um fluxo de cerca 170 MVA.

Similarmente, as Figura 14-3 e Figura 14-4 apresentam as situações mais severas para as tensões de fase aberta e corrente de arco secundário nos terminais da LT analisada. Estes resultados não indicam a necessidade de adoção de alguma medida que vise reduzir a corrente de arco secundário e a tensão das fases abertas considerando a viabilidade da manobra de religamento monopolar, sendo estes resultados substancialmente menores que os limites de 80 A e 139,4 kV, respectivamente.

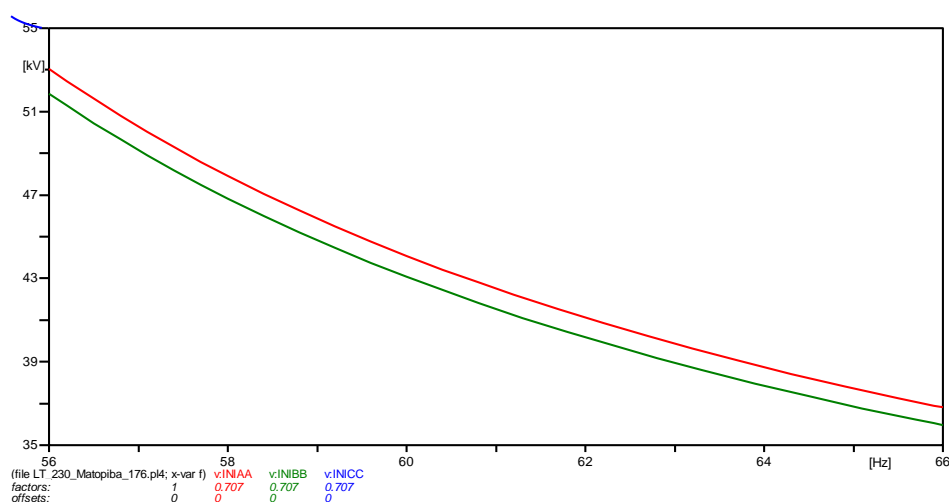


Figura 14-3 – LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, C1. Tensão de fase aberta 56-66Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados.

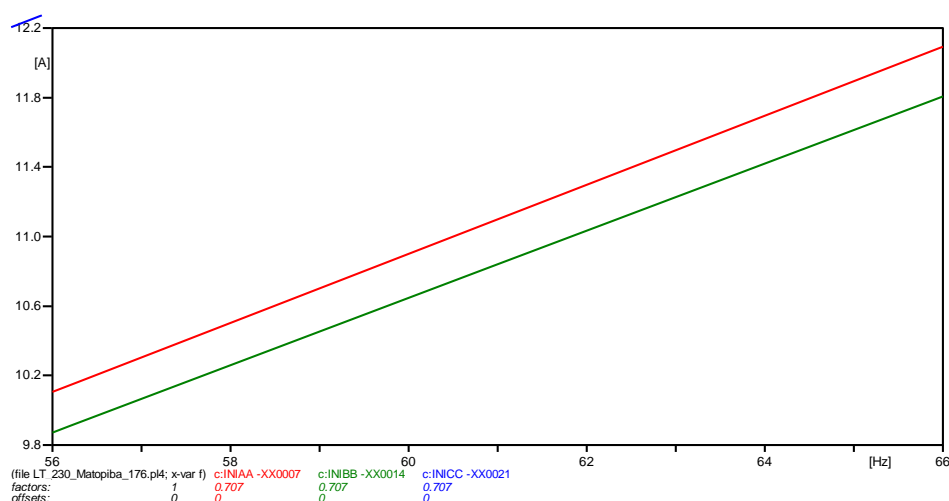


Figura 14-4 – LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, C1. Corrente de arco secundário 56-66Hz, valor eficaz, com o neutro dos reatores em derivação solidamente aterrados.

15 RECOMENDAÇÕES PARA RELATÓRIOS R2

15.1 Considerações gerais

Para cada nova instalação objeto desta expansão, linha de transmissão ou subestação, é apresentada a recomendação quando à elaboração ou dispensa de elaboração do Relatório R2.

Essas recomendações têm em conta características da nova instalação, características da rede adjacente, condicionantes impostos pelo sistema, análises de detalhamento realizadas neste Relatório R1, bem como, resultados de estudos já realizados para instalações semelhantes [21][22][23][24].

15.2 Linhas de transmissão

As análises a seguir apresentadas contemplam as recomendações quanto à elaboração do Relatório R2 para as linhas de transmissão, com foco principal nas solicitações impostas por Transitórios Eletromagnéticos de Manobra (TEM).

Com base nessas análises não foram identificadas linhas de transmissão para recomendar a elaboração de Relatórios R2.

Entretanto, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório, elevadas sobretensões ou energias nos para-raios de óxido de zinco, bem como algum fenômeno de interação relevante entre a linha objeto dos estudos e a rede elétrica adjacente ou equipamentos, sugere-se que seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos dos transitórios eletromagnéticos de manobra, dentre as quais a utilização de resistores de pré-inserção.

LT 230 LT Gilbués II – Formosa do Rio Preto, C1

Linha de transmissão em 230 kV com cerca de 212 km de comprimento, circuito simples, 1 subcondutor por fase, com compensação reativa em derivação nas duas extremidades.

Estudos recentes de TEM, desenvolvidos para linhas em 230 kV de características similares, mas de comprimentos superiores, em fase de implantação na mesma região geográfica, e que se conectam à subestação Dianópolis, indicaram a não necessidade de requisitos especiais para as linhas estudadas, sem restrições para implantação.

Os resultados desses estudos estão em concordância com resultados obtidos para outras linhas em 230 kV, previamente documentados [22] em Relatórios R2.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

LT 230 LT Dianópolis II – Formosa do Rio Preto, C1

Linha de transmissão em 230 kV com cerca de 176 km de comprimento, circuito simples, 1 subcondutor por fase.

Estudos recentes de TEM, desenvolvidos para linhas em 230 kV de características similar, mas de comprimentos superiores, em fase de implantação para conexão à subestação Dianópolis II, indicaram a não necessidade de requisitos especiais para as linhas estudadas, sem restrições para implantação.

Os resultados desses estudos estão em concordância com resultados obtidos para outras linhas em 230 kV, previamente documentados [22] em Relatórios R2.

Recomendação: dispensar a elaboração do Relatório R2

15.3 Subestações

As análises a seguir apresentadas contemplam as recomendações quanto à elaboração do Relatório R2 para subestações, com foco principal nas solicitações impostas por TEM.

Com base nessas análises não foi identificada subestação para recomendar a elaboração de Relatórios R2.

Entretanto, caso sejam identificadas nos estudos desenvolvidos nas etapas posteriores ao certame licitatório elevadas sobretensões, correntes, e/ou energias nos para-raios de óxido de zinco, bem como algum fenômeno de interação relevante entre os transformadores desses estudos e a rede elétrica adjacente ou equipamentos, sugere-se que seja considerada a adoção de medidas mitigatórias para redução dos impactos do TEM, dentre as quais a utilização de dispositivos sincronizadores ou resistores de pré-inserção.

SE Formosa do Rio Preto

Duas unidades de transformação em paralelo 230 kV/138 kV, com potência nominal 150 MVA cada, para implantação em subestação nova, sem outras unidades de transformação em 230 kV.

Com a especificação básica dessas duas unidades de transformação, primeiras a serem instaladas no pátio da subestação, existe considerável experiência na energização desse tipo e porte de equipamento na Rede Básica.

Corroborando, estudos recentes de TEM, desenvolvidos para duas unidades de transformação em 230 kV/138 kV, de característica similar, mas de potência pouco superior (200 MW), em fase de implantação

na subestação vizinha de Dianópolis II, indicaram a não necessidade de requisitos especiais para os transformadores estudados, sem restrições para implantação.

Recomendação: dispensar elaboração do Relatório R2.

16 ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL

A análise socioambiental das obras recomendadas nesse estudo está presente na Nota Técnica EPE/DEA/SMA 010/2021, anexa a este relatório no 19.8.

17 REFERÊNCIAS

- [1]. EPE-DEE-RE-047/2012-rev1 – “Estudo de Suprimento à Região Oeste da Bahia”, EPE – agosto/2012
- [2]. EPE-DEE-RE-074/2018-rev1 – “Estudo de Atendimento à Região Oeste da Bahia”, EPE – maio/2019
- [3]. “Estudo de Prospecção de Mercado no Município de Formosa do Rio Preto –MATOPIBA, NEOENERGIA COELBA – Março/2020
- [4]. “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão”, CCPE/CTET - Janeiro/2001
- [5]. EPE-DEE-DEA-RE-062/2016-rev0 - “Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica”, EPE - Julho/2016
- [6]. “Base de Referência de Preços ANEEL” – Março/2021
- [7]. Apresentação “Região de Mateiros –mercado” realizada pela Energisa-TO, em 19 de agosto de 2020
- [8]. “Prospecção de Mercado Região Sul do Maranhão” – Gerência de Regulação e Mercado – Equatorial MA – Outubro/2020
- [9]. “Prospecção de Mercado – Sudoeste do Piauí – Eixo Gilbués/Corrente” – Gerência de Regulação e Mercado – Equatorial PI – Janeiro/2021
- [10]. Análise Territorial para a Agricultura Irrigada no Brasil, Ministério de Desenvolvimento Regional – MDR, Novembro de 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/mdr/pt-br/noticias/ministerio-do-desenvolvimento-regional-lanca-estudo-sobre-analise-territorial-para-a-agricultura-irrigada-no-brasil>
- [11]. “Estudo de Suprimento à Região Oeste da Bahia” – Termo de Referência - Março/2020
- [12]. EPE-DEE-RE- 074/2018-rev1 - “Estudo de Atendimento a Região Oeste da Bahia” - Estudo que recomendou a SE Rio Formoso II”, EPE – Maio/2019
- [13]. EPE-DEE-RE-026/2020-rev0 – “Estudo de Atendimento à Região de Barreiras” – Setembro de 2020
- [14]. Plano Decenal de Expansão da Equatorial Energia Maranhão – 2020 – 2029
- [15]. EPE-DEE-RE-112/2011-rev1 - “Estudo de Suprimento a Região Sul do Piauí 2015 – 2028”, Outubro/2012
- [16]. ELEKTRA – Dimensionamento, Cálculo de Custos e Otimização de Linhas de Transmissão (<http://www.cepel.br/produtos>, acesso 07-02-2022)
- [17]. ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 – Requisitos Mínimos Para Linhas de Transmissão. 2021
- [18]. ONS. Procedimentos de Rede – Submódulo 2.3 – Premissas, Critérios e Metodologias Para Estudos Elétricos. 2021
- [19]. ONS. Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão: Estudos elétricos, especificação das instalações, de equipamentos e de linhas de transmissão. 2013
- [20]. Haubrich, H.-J., Hosemann, G., Thomas, R., Single-phase auto-reclosing in EHV Systems, CIGRE 1974, paper 31-09, Paris, 1974

- [21]. Estudo para escoamento do potencial de geração e suprimento da região de Dianópolis, Relatório R1 no EPE-DEE-RE-054/2017-rev0, Rio de Janeiro, 2017
- [22]. Transitórios eletromagnéticos de manobra em linhas de transmissão CA: experiência dos Relatórios R2,"Relatório no EPE-DEE-NT-100/2018-rev0, Rio de Janeiro, 2018.
- [23]. LT 230 kV Dianópolis II – Barreiras II, Relatório R2, Tenpo/Energisa, março 2018.
- [24]. SE Dianópolis II, Energização de Autotransformador, Relatório R2, Tenpo/Energisa, março 2018.

18 EQUIPE TÉCNICA

EPE

Fabiano Schmidt – EPE/STE

Dourival Carvalho – EPE

Igor Chaves – EPE/STE

Luiz Felipe Froede Lorentz – EPE/STE

Marcelo Willian Henriques Szrajbman – EPE/STE

Marcos Vinicius Gonçalves da Silva Farinha – EPE/STE

Maria de Fátima de Carvalho Gama – EPE/STE

Paulo Fernando de Matos Araujo

Sergio Felipe Falcão Lima – EPE/STE

Vinicius Ferreira Martins – EPE/STE

Carina Rennó Siniscalchi – EPE/SMA

Clayton Borges da Silva – EPE/SMA

Kátia Gisele Matosinho – EPE/SMA

Leonardo de Sousa Lopes – EPE/SMA (colaborador)

NEOENERGIA COELBA

Bruno Dantas Cerqueira – Neoenergia Coelba

Humbertino Gonçalves Borges – Neoenergia Coelba

Humberto da Silva Santana – Neoenergia Coelba

Marcus Vinicius Coutinho Massena – Neoenergia Coelba

EQUATORIAL MARANHÃO

Andressa Karlla Barbosa da Silva

Janayna Cunha Nunes

Lucas Andrade Braúna Cunha

Luiz Fernando Lopes Viana

Rafaela Santos Moreira

ENERGISA TOCANTINS

Simone Regina Lourenco

Rodrigo Marques da Silva

Patrick Laskoski de Alencar

EQUATORIAL PIAUÍ

Marise Alves Franco de Sá

Natalia B. de Moraes Trindade

Igor Soares Dos Santos

Raissa de Paula Pereira

Tiburcio Valeriano Dantas Gurgel

19 ANEXOS

19.1 Histórico das reuniões realizadas pelo MME com demais instituições

Histórico

- ➔ Com base no crescimento de mercado devido ao agronegócio verificado nas regiões ao sul da região extremos oeste da Bahia, que resultaram em dois novos pontos de suprimento (SEs 230 kV Rio Grande II e Rio Formoso II), a NEOENERGIA-BA realizou estudos de projeção de mercado para a região do município de Formosa do Rio Preto, que faz divisa com os estados do Tocantins, Maranhão e Piauí, e que apresenta as mesmas características das regiões anteriores.
- ➔ Esse material foi encaminhado à EPE, que com a aprovação do MME (Ministério de Minas e Energia), iniciou um estudo para identificar as necessidades de expansão do sistema elétrico que atende a região.
- ➔ De modo a elaborar um diagnóstico atual e futuro da região no que diz respeito à infraestrutura de energia elétrica, o MME entrou em contato com o MAPA (Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento), MDR (Ministério de Desenvolvimento Regional), distribuidoras locais (NEOENERGIA-BA, ENERGISA-TO, EQUATORIAL-MA e EQUATORIAL-PI, para receber informações que pudessem subsidiar as estimativas de demanda por energia elétrica. Foram realizadas 5 reuniões com os participantes do grupo.

Empresa de Pesquisa Energética
Ministério de Minas e Energia



Histórico (cont.)

- ➔ 16/06/2020 – 1ª Reunião MME/MAPA/MDR/EPE – essa reunião foi agendada pelo MME para dar ciência do início do estudo, estreitando a relação entre os ministérios e abrindo a possibilidade de participação de outras instituições (AIBA, CNA, etc) e solicitando colaboração no sentido de receber informações mais precisas para a elaboração do estudo. Adicionalmente, foram agendadas reuniões com as empresas distribuidoras das regiões envolvidas: NEOENERGIA-BA, ENERGISA-TO, EQUATORIAL-MA e EQUATORIAL-PI.

Empresa de Pesquisa Energética
Ministério de Minas e Energia



Histórico (cont.)

➔ 29/07/2020 – 2ª Reunião MME/MAPA/MDR/EPE/ AIBA/CNA/NEOENERGIA-BA – nessa reunião a NEOENERGIA-BA apresentou o resultado do estudo de prospecção de carga com projeções de crescimento da demanda na região, tendo como base a experiência vivenciada na parte sul da região oeste da Bahia (Rio Grande) e informações da AIBA (Associação dos Irrigantes da Bahia), SEI (Superintendência de Estudos Econômicos da Bahia) e SDE (Secretaria de Desenvolvimento Econômico da Bahia).

- Identificação de uma demanda reprimida de 34,4 MW de fazendas não ligadas à rede elétrica que somadas à carga de 2,9 MW alimentada por SEs da Energisa TO => 37,3 MW
- Consideração do mesmo percentual de área irrigável (8%) e consumo verificados inicialmente para a área sul da região Oeste da Bahia (1.812.800ha x 8% => 226MW) => estimativa para a região de Formosa do Rio Preto (FRP) (621.800ha x 8% => 79 MW). Esse valor de 79 MW será atingido em 5 anos a partir de um novo ponto de suprimento.
- A partir da consideração das novas solicitações de suprimento realizadas a partir de 2019 na área sul da região oeste da Bahia (226MW + 284 MW=510 MW), foi estabelecida a relação de consumo para irrigação em kW/ha= 0,2817kW/ha => potencial da região de 177,9 MW.

Histórico (cont.)

➔ • Nesse estudo foram apresentados três cenários para a projeção do mercado: otimista, base e pessimista, com taxas de crescimento de 14%, 11% e 4% a.a., respectivamente, a partir de 2031

A AIBA informou que há projetos para aumentar a área irrigada e que vem trabalhando com esses dados.

MME solicitou que AIBA e CNA enviassem oficialmente esses dados para a região oeste da Bahia.

Posteriormente, a AIBA ratificou as informações da NEOENERGIA-BA

➤ A NEOENERGIA-BA já havia encaminhado para a EPE todas as informações necessárias para o estudo na data da reunião.

Histórico (cont.)

- ➔ 19/08/2020 – 3ª Reunião **MME/MAPA/MDR/EPE/AIBA/CNA/ENERGISA-TO** – A ENERGISA-TO apresentou a expectativa de crescimento de mercado, a partir de 2023 até 2036, contemplando turismo (região do Jalapão) e agronegócio (região de Mateiros), mas de forma global.

Já se encontrava em tratativas com o Governo do TO para obtenção de dados mais refinados para o planejamento do seu mercado e confirmará as premissas de crescimento da irrigação e do turismo com órgãos estaduais.

A região do TO tem perfil igual à de Formosa do Rio Preto, mas em menor proporção (6 x menor).

O potencial previsto para irrigação na região de Mateiros é de 0,125 kW/ha.

Hoje, atende a região de Coaceral, na Bahia, em 34,5 kV, e dispõe de geradores a diesel para atender a contingências.

- ENERGISA finalizou o envio das previsões de mercado por patamar de carga (máxima, pesada, média e leve) e dois cenários em 14/01/2021

Histórico (cont.)

- ➔ 10/09/2020 – 4ª Reunião **MME/MAPA/MDR/EPE/AIBA/CNA/EQUATORIAL-MA** – A EQUATORIAL-MA informou que a maior parte das cargas mapeadas como “carga irrigante” está próxima à SE Balsas.

A SE Balsas 230/69 kV, tem capacidade de 2 x 100MVA e apresenta carregamento inferior ao do estudo que a recomendou. Essa SE é localizada em área de plantações de soja, milho e algodão. No entanto, muitos produtores continuam com geração à diesel devido à necessidade de coparticipação para conexão à rede de 34,5 kV da distribuidora.

Há a intenção de revisitar o planejamento da região para verificar se a SE Balsas é suficiente para o atendimento ou se precisa de reforço de Rede Básica.

O representante da Federação de Agricultura do Maranhão mencionou que a área de reserva foi reduzida para 50%, dando espaço pra agricultura irrigável, porém há dificuldade em relação à disponibilidade hídrica.

- O encaminhamento do mercado e da rede local foi finalizado em 20/11/2020

Histórico (cont.)

- ➔ 09/10/2020 – 4ª Reunião MME/MAPA/MDR/EPE/CODEVASF/CNA/EQUATORIAL-PI – A EQUATORIAL-PI informou que apesar do potencial agrícola, o consumo da região é pequeno.

A região é atendida em 34,5kV pela SE Correntes, tendo como ponto de suprimento a SE Gilbués, que atenderia no horizonte do estudo.

A EPE solicitou à EQUATORIAL-PI o aprofundamento das informações de previsão de crescimento do mercado considerando: ano horizonte 2036, patamares de carga (P,M,L); estimar a relação kW/ha para o potencial irrigável da região; 3 cenários (Base, Pessimista e Otimista, com diferentes taxas de crescimento em função do histórico da região), e carga máxima caso haja cargas irrigáveis

O MDR (Irrigação) apresentou uma tabela com os dados de um estudo que estará disponível a partir do 1º trimestre de 2021, com a projeção das áreas irrigáveis da BA, TO, MA e PI, mas de forma global e não estratificada.

- O encaminhamento das informações referentes ao mercado e rede local foram finalizados em 17/02/2021.

Histórico (cont.)

- ➔ 20/11/2020 – o MDR encaminhou, de forma preliminar, as projeções das áreas irrigáveis dos estados da BA, TO, MA e PI, abertas por municípios, incluindo alguns que fazem parte da região de interesse do MATOPIBA, conforme apresentado a seguir:

Estado	Município	Área irrigável - ha (MDR)	Área irrigável – ha (Distribuidora)
Bahia	Formosa do Rio Preto BA	63730	50544
Tocantins	Mateiros TO e adjacências	91375	116000
Maranhão	Alto Parnaíba MA	21293	30000
Piauí	Eixo Gilbués/Corrente	5319	5319(*)

(*) Na ausência de informações mais atualizadas, a Equatorial-PI vai considerar a área irrigável informada pelo MDR

19.2 Parâmetros dos Equipamentos

Linha de Transmissão Nova (LT)

Tabela 19-1 – Características Elétricas das Linhas de Transmissão Recomendadas

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Estrutura	Extensão (km)	Condutor	Parâmetros					
					r+ (Ω/km)	x+ (Ω/km)	b+ (μS/km)	r0 (Ω/km)	x0 (Ω/km)	b0 (μS/km)
Gilbués II – Formosa do Rio Preto	230	CS	212	1 x 795 Tern	0,0819	0,4857	3,4071	0,4147	1,4479	2,1655
Dianópolis II – Formosa do Rio Preto	230	CS	176	1 x 795 Tern	0,0819	0,4857	3,4071	0,4147	1,4479	2,1655

Tabela 19-2 – Capacidades operativas das Linhas de Transmissão Recomendadas

Linha de transmissão	Tensão (kV)	Estrutura	Capacidade Operativa (A)	
			Longa Duração	Curta Duração
Gilbués II – Formosa do Rio Preto	230	CS	755	1035
Dianópolis II – Formosa do Rio Preto	230	CS	755	1035

19.3 Diferencial de Perdas das Alternativas

As tabelas a seguir apresentam os diferenciais de perdas elétricas de todas as alternativas em relação à Alternativa 2, por ano, considerando-se os cenários de geração apresentados no item 5.5.

Tabela 19-3 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 3, 4 e 5 em relação à Alternativa 2 (MW) - Patamar de Carga Leve

Ano	Δ ALT3	Δ ALT4	Δ ALT5
2026	-0,70	0,00	-0,90
2027	-0,70	0,00	-0,90
2028	1,00	1,50	0,20
2029	1,00	1,50	0,20
2030	1,00	1,50	0,20
2031	1,50	2,20	0,70
2032	1,50	2,20	0,70
2033	1,50	2,20	0,70
2034	1,50	2,20	0,70
2035	1,50	2,20	0,70
2036	1,40	2,80	0,60

Tabela 19-4 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativa 3, 4 e 5 em relação à Alternativa 2 (MW) – Patamar de Carga Máxima

Ano	Δ ALT3	Δ ALT4	Δ ALT5
2026	0,60	1,20	-0,20
2027	0,60	1,20	-0,20
2028	1,40	2,10	0,40
2029	1,40	2,10	0,40
2030	1,40	2,10	0,40
2031	0,40	3,30	0,80
2032	0,40	3,30	0,80
2033	0,40	3,30	0,80
2034	0,40	3,30	0,80
2035	0,40	3,30	0,80
2036	0,60	4,40	1,90

Tabela 19-5 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativas 3, 4 e 5 em relação à Alternativa 2 (MW) – Cenário de Geração Norte Seco/Patamar de Carga Média

Ano	Δ ALT3	Δ ALT4	Δ ALT5
2026	0,40	1,30	-0,50
2027	0,40	1,30	-0,50
2028	1,10	2,30	0,00
2029	1,10	2,30	0,00
2030	1,10	2,30	0,00
2031	1,10	3,90	0,90
2032	1,10	3,90	0,90
2033	1,10	3,90	0,90
2034	1,10	3,90	0,90
2035	1,10	3,90	0,90
2036	2,00	6,60	1,90

Tabela 19-6 – Diferencial de perdas elétricas das Alternativas 3, 4 e 5 em relação à Alternativa 2 (MW) – Patamar de Carga Pesada

Ano	Δ ALT3	Δ ALT4	Δ ALT5
2026	0,70	0,00	0,00
2027	0,70	0,00	0,00
2028	1,40	0,70	0,20
2029	1,40	0,70	0,20
2030	1,40	0,70	0,20
2031	1,80	0,90	0,20
2032	1,80	0,90	0,20
2033	1,80	0,90	0,20
2034	1,80	0,90	0,20
2035	1,80	0,90	0,20
2036	0,50	0,80	0,00

19.4 Plano de Obras e Estimativa de Investimentos

Tabela 19-7 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 2 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.063.718,95	742.604,01	94.487,42	422.429,02
SE 230/138 kV FORMOSA DO RIO PRETO (Nova)						183.550,36	134.914,99	16.304,31	80.414,64
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	6064,10	6.064,10	4.457,29	538,66	2.656,72
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	7861,86	55.033,02	40.450,91	4.888,44	24.110,33
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	7660,50	15.321,00	11.261,39	1.360,93	6.712,23
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	5669,89	11.339,78	8.335,08	1.007,28	4.968,03
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	5366,33	5.366,33	3.944,41	476,68	2.351,03
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1716,31	1.716,31	1.261,54	152,46	751,93
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0						
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4615,53	4.615,53	3.392,55	409,99	2.022,09
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	12259,33	12.259,33	9.010,97	1.088,96	5.370,89
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	7586,50	7.586,50	5.576,30	673,89	3.323,70
Compensador Sincrono 230 kV, 1 x (-48/+80) Mvar		2026	1,0	1,0	40308,89	40.308,89	29.628,24	3.580,54	17.659,59
1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	6246,94	6.246,94	4.591,69	554,90	2.736,83
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	7342,04	7.342,04	5.396,62	652,17	3.216,60
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	2283,51	2.283,51	1.678,45	202,84	1.000,42
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	8067,08	8.067,08	5.929,54	716,58	3.534,24
LT 230 kV FORMOSA DO RIO PRETO - GILBUÉS, C1 e C2 (CD) (Nova)						326.506,32	239.991,89	29.002,72	143.044,60
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 212 km		2026	212,0	1,0	1195,52	253.450,24	186.293,49	22.513,33	111.038,24
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Gilbués	2026	2,0	1,0	8442,29	16.884,58	12.410,67	1.499,81	7.397,25
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 10 Mvar 3Φ	Gilbués	2026	2,0	1,0	4286,31	8.572,62	6.301,13	761,48	3.755,72
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Gilbués	2026	2,0	1,0	3104,04	6.208,08	4.563,12	551,45	2.719,80
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Formosa do Rio Preto	2026	2,0	1,0	8442,29	16.884,58	12.410,67	1.499,81	7.397,25
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 10 Mvar 3Φ	Formosa do Rio Preto	2026	2,0	1,0	4286,31	8.572,62	6.301,13	761,48	3.755,72
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Formosa do Rio Preto	2026	2,0	1,0	3104,04	6.208,08	4.563,12	551,45	2.719,80
MIG-A	Gilbués	2026	1,0	1,0	2570,42	2.570,42	1.889,34	228,32	1.126,12
MIM - 230 kV	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	3577,55	3.577,55	2.629,61	317,78	1.567,35
MIM - 230 kV	Gilbués	2026	1,0	1,0	3577,55	3.577,55	2.629,61	317,78	1.567,35

LT 138 kV DIANÓPOLIS II - PANAMBI, C1 (Nova)					96.036,05	82.335,43	8.530,64	55.116,20	
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 43 km	2024	43,0	1,0	899,66	38.685,38	33.166,48	3.436,32	22.201,99	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 64 km	2024	64,0	1,0	555,64	35.560,96	30.487,79	3.158,79	20.408,85	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Panambi	2024	1,0	1,0	5878,99	5.878,99	5.040,29	522,22	3.374,02
MIM - 138 kV	Panambi	2024	1,0	1,0	545,31	545,31	467,52	48,44	312,96
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Dianópolis II	2024	2,0	1,0	5878,99	11.757,98	10.080,57	1.044,43	6.748,04
MIM - 138 kV	Dianópolis II	2024	1,0	1,0	1090,62	1.090,62	935,03	96,88	625,92
MIG-A	Dianópolis II	2024	1,0	1,0	2516,81	2.516,81	2.157,76	223,56	1.444,43
SE 138/34,5 kV SÃO MARCELO (Nova)					30.998,26	22.784,65	2.753,50	13.580,54	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	3.477,29	420,23	2.072,60	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0							
1º TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	3.910,70	472,60	2.330,93	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	4.264,72	515,39	2.541,94	
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2026	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.938,41	234,25	1.155,37	
MIM - 34,5 kV	2026	1,0	1,0	257,55	257,55	189,31	22,88	112,83	
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	1144,21	1.144,21	841,03	101,64	501,29	
MIG (Terreno Rural)	2026	1,0	1,0	11105,93	11.105,93	8.163,19	986,51	4.865,58	
LT 138 kV FORMOSA DO RIO PRETO - SÃO MARCELO, C1 (Nova)					29.691,20	21.823,92	2.637,39	13.007,91	
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 27 km	2026	27,0	1,0	516,57	13.947,39	10.251,75	1.238,91	6.110,44	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Marcelo	2026	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV	São Marcelo	2026	1,0	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
MIG-A	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	2565,93	2.565,93	1.886,04	227,92	1.124,15
SE 138/34,5 kV CHAPADA DA MANGABEIRA (Nova)					47.421,10	30.729,41	4.212,29	16.193,66	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	4922,35	4.922,35	3.618,07	437,24	2.156,51	
1º TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	5535,89	5.535,89	4.069,04	491,74	2.425,31	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	6037,02	6.037,02	4.437,39	536,25	2.644,86	
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2026	1,0	1,0	2743,97	2.743,97	2.016,90	243,74	1.202,15	
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	1190,53	1.190,53	875,08	105,75	521,58	
MIM - 34,5 kV	2026	1,0	1,0	267,98	267,98	196,97	23,80	117,40	
2º TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2032	1,0	1,0	5535,89	5.535,89	2.564,19	491,74	754,40	
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2032	1,0	1,0	6037,02	6.037,02	2.796,31	536,25	822,70	
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2032	1,0	1,0	2743,97	2.743,97	1.270,99	243,74	373,93	
MIM - 138 kV	2032	1,0	1,0	595,27	595,27	275,73	52,88	81,12	
MIM - 34,5kV	2032	1,0	1,0	267,98	267,98	124,13	23,80	36,52	
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1,0							
MIG (Terreno Rural)	2026	1,0	1,0	11543,23	11.543,23	8.484,62	1.025,36	5.057,17	

SE 138/34,5 kV GARGANTA (Nova)					30.979,97	16.737,51	2.751,87	6.873,07
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	2.555,91	420,23	1.049,55
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2030	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.874,48	472,60	1.180,37
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.134,69	515,39	1.287,23
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.424,79	234,25	585,07
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	1144,21	1.144,21	618,18	101,64	253,85
MIM - 34,5 kV	2030	1,0	1,0	257,55	257,55	139,15	22,88	57,14
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
MIG (Terreno Rural)	2030	1,0	1,0	11087,64	11.087,64	5.990,31	984,89	2.459,85
SE 138/34,5 kV PANAMBI (Nova)					45.605,97	32.385,36	4.051,06	18.718,49
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	4.055,91	420,23	2.715,07
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2024	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	4.561,45	472,60	3.053,48
CT (Conexão de Transformador TR 1) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	4.974,37	515,39	3.329,89
CT (Conexão de Transformador TR 1) 34,5 kV, Arranjo BS	2024	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	2.260,97	234,25	1.513,51
MIM - 34,5 kV (TR 1)	2024	1,0	1,0	257,55	257,55	220,81	22,88	147,81
MIM - 138 kV (TR1)	2024	1,0	1,0	1144,21	1.144,21	980,98	101,64	656,68
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2034	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.112,83	472,60	334,68
CT (Conexão de Transformador TR 2) 138 kV, Arranjo BPT	2034	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	2.304,09	515,39	364,97
CT (Conexão de Transformador TR 2) 34,5 kV, Arranjo BS	2034	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.047,26	234,25	165,89
MIM - 138 kV (TR 2)	2034	1,0	1,0	572,10	572,10	227,19	50,82	35,99
MIM - 34,5 kV (TR 2)	2034	1,0	1,0	257,55	257,55	102,28	22,88	16,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
MIG (Terreno Rural)	2024	1,0	1,0	11124,23	11.124,23	9.537,23	988,14	6.384,32
SE 138/34,5 kV COACERAL I (Nova)					45.605,97	31.038,66	4.051,06	17.223,20
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	3.219,71	420,23	1.786,60
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2027	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	3.621,02	472,60	2.009,29
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2027	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.794,83	234,25	995,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.948,81	515,39	2.191,18
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2027	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	3.621,02	472,60	2.009,29
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.948,81	515,39	2.191,18
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2027	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.794,83	234,25	995,94
MIM - 34,5 kV	2027	1,0	1,0	515,10	515,10	350,57	45,76	194,53
MIM - 138 kV	2027	1,0	1,0	1716,31	1.716,31	1.168,09	152,46	648,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
MIG (Terreno Rural)	2027	1,0	1,0	11124,23	11.124,23	7.570,96	988,14	4.201,09

SE 138/34,5 kV COACERAL II (Nova)					47.556,20	25.693,14	4.224,30	10.550,59
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	2.555,91	420,23	1.049,55
1º TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2030	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.874,48	472,60	1.180,37
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.424,79	234,25	585,07
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.134,69	515,39	1.287,23
2º TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2030	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.874,48	472,60	1.180,37
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	2840,69	2.840,69	1.534,74	252,33	630,22
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.134,69	515,39	1.287,23
MIM - 34,5 kV	2030	1,0	1,0	515,10	515,10	278,29	45,76	114,28
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	1716,31	1.716,31	927,27	152,46	380,77
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
MIG (Terreno Rural)	2030	1,0	1,0	12870,96	12.870,96	6.953,78	1.143,29	2.855,49
LT 138 kV FORMOSA DO RIO PRETO - COACERAL I, C1 (Nova)					22.459,22	15.285,37	1.994,99	8.481,77
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	2027	13,0	1,0	516,57	6.715,41	4.570,40	596,51	2.536,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Formosa do Rio Preto	2027	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.094,96	534,46
MIM - 138 kV	Formosa do Rio Preto	2027	1,0	1,0	572,10	572,10	389,36	50,82
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Coaceral I	2027	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.094,96	534,46
MIM - 138 kV	Coaceral I	2027	1,0	1,0	572,10	572,10	389,36	50,82
MIG-A	Formosa do Rio Preto	2027	1,0	1,0	2565,93	2.565,93	1.746,33	227,92
LT 138 kV COACERAL I - COACERAL II, C1 (Nova)					33.840,68	18.283,07	3.005,98	7.507,73
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 40 km	2030	40,0	1,0	516,57	20.662,80	11.163,47	1.835,42	4.584,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Coaceral I	2030	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	3.250,71	534,46
MIM - 138 kV	Coaceral I	2030	1,0	1,0	572,10	572,10	309,09	50,82
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Coaceral II	2030	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	3.250,71	534,46
MIM - 138 kV	Coaceral II	2030	1,0	1,0	572,10	572,10	309,09	50,82
LT 138 kV FORMOSA DO RIO PRETO - CHAPADA DA MANGABEIRA, C1 (Nova)					52.086,41	38.285,07	4.626,70	22.819,40
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 85 km	2026	85,0	1,0	427,56	36.342,60	26.712,90	3.228,22	15.921,94
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46
MIM - 138 kV	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Chapada da Mangabeira	2026	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46
MIM - 138 kV	Chapada da Mangabeira	2026	1,0	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82
MIG-A	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	2565,93	2.565,93	1.886,04	227,92

LT 138 kV DIANÓPOLIS 2 - GARGANTA, C1 (Nova)						27.725,73	14.979,35	2.462,81	6.151,10
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 40 km		2030	40,0	1,0	521,75	20.870,00	11.275,41	1.853,83	4.630,12
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Garganta	2030	1,0	1,0	6260,46	6.260,46	3.382,33	556,10	1.388,92
MIM - 138 kV	Garganta	2030	1,0	1,0	595,27	595,27	321,61	52,88	132,06
LT 138 kV PANAMBI - SÃO MARCELO, C1 (Nova)						43.655,51	17.336,20	3.877,81	2.746,10
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 59 km		2034	59,0	1,0	516,57	30.477,63	12.103,09	2.707,25	1.917,16
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Panambi	2034	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	2.389,37	534,46	378,48
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Marcelo	2034	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	2.389,37	534,46	378,48
MIM - 138 kV	Panambi	2034	1,0	1,0	572,10	572,10	227,19	50,82	35,99
MIM - 138 kV	São Marcelo	2034	1,0	1,0	572,10	572,10	227,19	50,82	35,99

Tabela 19-8 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 3 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.127.644,73	789.360,14	100.165,79	450.178,58
SE 230/138 kV FORMOSA DO RIO PRETO (Nova)						210.934,38	155.043,07	18.736,76	92.411,76
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	6064,10	6.064,10	4.457,29	538,66	2.656,72
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4615,53	4.615,53	3.392,55	409,99	2.022,09
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	7861,86	55.033,02	40.450,91	4.888,44	24.110,33
1° e 2° Reator de Barra 230 kV, 2 x 20 Mvar 3Φ		2026	2,0	1,0	5427,96	10.855,92	7.979,43	964,30	4.756,05
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	7660,50	15.321,00	11.261,39	1.360,93	6.712,23
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	5669,89	11.339,78	8.335,08	1.007,28	4.968,03
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	7342,04	14.684,08	10.793,24	1.304,35	6.433,19
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0						
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	7155,11	7.155,11	5.259,22	635,57	3.134,70
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1716,31	1.716,31	1.261,54	152,46	751,93
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	12314,57	12.314,57	9.051,58	1.093,87	5.395,10
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	2283,51	2.283,51	1.678,45	202,84	1.000,42
1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	6246,94	6.246,94	4.591,69	554,90	2.736,83
Compensador Sincrono 230 kV, 1 x (-48/+80) Mvar		2026	1,0	1,0	40308,89	40.308,89	29.628,24	3.580,54	17.659,59
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	8067,08	8.067,08	5.929,54	716,58	3.534,24
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	7342,04	7.342,04	5.396,62	652,17	3.216,60
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	7586,50	7.586,50	5.576,30	673,89	3.323,70
LT 230 kV FORMOSA DO RIO PRETO - BARREIRAS II, C1 e C2 (CD) (Nova)						367.154,00	269.869,15	32.613,35	160.852,62
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 246 km		2026	246,0	1,0	1195,52	294.097,92	216.170,75	26.123,96	128.846,26
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Formosa do Rio Preto	2026	2,0	1,0	8442,29	16.884,58	12.410,67	1.499,81	7.397,25
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Barreiras II	2026	2,0	1,0	8442,29	16.884,58	12.410,67	1.499,81	7.397,25
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 10 Mvar 3Φ	Formosa do Rio Preto	2026	2,0	1,0	4286,31	8.572,62	6.301,13	761,48	3.755,72
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Formosa do Rio Preto	2026	2,0	1,0	3104,04	6.208,08	4.563,12	551,45	2.719,80
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 10 Mvar 3Φ	Barreiras II	2026	2,0	1,0	4286,31	8.572,62	6.301,13	761,48	3.755,72
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Barreiras II	2026	2,0	1,0	3104,04	6.208,08	4.563,12	551,45	2.719,80
MIM - 230 kV	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	3577,55	3.577,55	2.629,61	317,78	1.567,35
MIM - 230 kV	Barreiras II	2026	1,0	1,0	3577,55	3.577,55	2.629,61	317,78	1.567,35
MIG-A	Barreiras II	2026	1,0	1,0	2570,42	2.570,42	1.889,34	228,32	1.126,12

SE 138/34,5 kV SÃO MARCELO (Nova)					30.998,26	22.784,65	2.753,50	13.580,54
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	3.477,29	420,23	2.072,60
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	3.910,70	472,60	2.330,93
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	4.264,72	515,39	2.541,94
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	1144,21	1.144,21	841,03	101,64	501,29
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2026	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.938,41	234,25	1.155,37
MIM - 34,5 kV	2026	1,0	1,0	257,55	257,55	189,31	22,88	112,83
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			2,0					
MIG (Terreno Rural)	2026	1,0	1,0	11105,93	11.105,93	8.163,19	986,51	4.865,58
LT 138 kV FORMOSA DO RIO PRETO - SÃO MARCELO, C1 (Nova)					29.691,20	21.823,92	2.637,39	13.007,91
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 27 km	2026	27,0	1,0	516,57	13.947,39	10.251,75	1.238,91	6.110,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Marcelo	2026	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV	São Marcelo	2026	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
MIG-A	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	2565,93	2.565,93	1.886,04	227,92	1.124,15
SE 138/34,5 kV CHAPADA DA MANGABEIRA (Nova)					47.421,10	30.729,41	4.212,29	16.193,66
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	4922,35	4.922,35	3.618,07	437,24	2.156,51
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	5535,89	5.535,89	4.069,04	491,74	2.425,31
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	6037,02	6.037,02	4.437,39	536,25	2.644,86
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2026	1,0	1,0	2743,97	2.743,97	2.016,90	243,74	1.202,15
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	1190,53	1.190,53	875,08	105,75	521,58
MIM - 34,5 kV	2026	1,0	1,0	267,98	267,98	196,97	23,80	117,40
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2032	1,0	1,0	5535,89	5.535,89	2.564,19	491,74	754,40
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2032	1,0	1,0	6037,02	6.037,02	2.796,31	536,25	822,70
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2032	1,0	1,0	2743,97	2.743,97	1.270,99	243,74	373,93
MIM - 138 kV	2032	1,0	1,0	595,27	595,27	275,73	52,88	81,12
MIM - 34,5 kV	2032	1,0	1,0	267,98	267,98	124,13	23,80	36,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0					
MIG (Terreno Rural)	2026	1,0	1,0	11543,23	11.543,23	8.484,62	1.025,36	5.057,17

SE 138/34,5 kV COACERAL II (Nova)					47.556,20	25.693,14	4.224,30	10.550,59
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	2.555,91	420,23	1.049,55
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2030	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.874,48	472,60	1.180,37
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.424,79	234,25	585,07
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.134,69	515,39	1.287,23
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2030	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.874,48	472,60	1.180,37
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	2840,69	2.840,69	1.534,74	252,33	630,22
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.134,69	515,39	1.287,23
MIM - 34,5 kV	2030	1,0	1,0	515,10	515,10	278,29	45,76	114,28
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	1716,31	1.716,31	927,27	152,46	380,77
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
MIG (Terreno Rural)	2030	1,0	1,0	12870,96	12.870,96	6.953,78	1.143,29	2.855,49
LT 138 kV FORMOSA DO RIO PRETO - COACERAL I, C1 (Nova)					22.459,22	15.285,37	1.994,99	8.481,77
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	2027	13,0	1,0	516,57	6.715,41	4.570,40	596,51	2.536,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Formosa do Rio Preto	2027	1,0	6016,84	6.016,84	4.094,96	534,46	2.272,27
MIM - 138 kV	Formosa do Rio Preto	2027	1,0	572,10	572,10	389,36	50,82	216,05
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Coaceral I	2027	1,0	6016,84	6.016,84	4.094,96	534,46	2.272,27
MIM - 138 kV	Coaceral I	2027	1,0	572,10	572,10	389,36	50,82	216,05
MIG-A	Formosa do Rio Preto	2027	1,0	2565,93	2.565,93	1.746,33	227,92	969,03
LT 138 kV COACERAL I - COACERAL II, C1 (Nova)					33.840,68	18.283,07	3.005,98	7.507,73
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 40 km	2030	40,0	1,0	516,57	20.662,80	11.163,47	1.835,42	4.584,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Coaceral I	2030	1,0	6016,84	6.016,84	3.250,71	534,46	1.334,87
MIM - 138 kV	Coaceral I	2030	1,0	572,10	572,10	309,09	50,82	126,92
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Coaceral II	2030	1,0	6016,84	6.016,84	3.250,71	534,46	1.334,87
MIM - 138 kV	Coaceral II	2030	1,0	572,10	572,10	309,09	50,82	126,92
LT 138 kV FORMOSA DO RIO PRETO - CHAPADA DA MANGABEIRA, C1 (Nova)					52.086,41	38.285,07	4.626,70	22.819,40
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 85 km	2026	85,0	1,0	427,56	36.342,60	26.712,90	3.228,22	15.921,94
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Chapada da Mangabeira	2026	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV	Chapada da Mangabeira	2026	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
MIG-A	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	2565,93	2.565,93	1.886,04	227,92	1.124,15

SE 138/34,5 kV GARGANTA (Nova)					30.979,97	16.737,51	2.751,87	6.873,07
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	2.555,91	420,23	1.049,55
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2030	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.874,48	472,60	1.180,37
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.134,69	515,39	1.287,23
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.424,79	234,25	585,07
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	1144,21	1.144,21	618,18	101,64	253,85
MIM - 34,5 kV	2030	1,0	1,0	257,55	257,55	139,15	22,88	57,14
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		1,0						
MIG (Terreno Rural)	2030	1,0	1,0	11087,64	11.087,64	5.990,31	984,89	2.459,85
SE 138/34,5 kV PANAMBI (Nova)					44.428,47	31.646,80	3.946,47	18.343,57
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	4.055,91	420,23	2.715,07
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2024	1,0	1,0	4731,72	4.731,72	4.056,69	420,31	2.715,59
CT (Conexão de Transformador TR 1) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	4.974,37	515,39	3.329,89
CT (Conexão de Transformador TR 1) 34,5 kV, Arranjo BS	2024	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	2.260,97	234,25	1.513,51
MIM - 34,5 kV (TR 1)	2024	1,0	1,0	257,55	257,55	220,81	22,88	147,81
MIM - 138 kV (TR1)	2024	1,0	1,0	1144,21	1.144,21	980,98	101,64	656,68
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2034	1,0	1,0	4731,72	4.731,72	1.879,03	420,31	297,64
CT (Conexão de Transformador TR 2) 138 kV, Arranjo BPT	2034	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	2.304,09	515,39	364,97
CT (Conexão de Transformador TR 2) 34,5 kV, Arranjo BS	2034	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.047,26	234,25	165,89
MIM - 138 kV (TR 2)	2034	1,0	1,0	572,10	572,10	227,19	50,82	35,99
MIM - 34,5 kV (TR 2)	2034	1,0	1,0	257,55	257,55	102,28	22,88	16,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
MIG (Terreno Rural)	2024	1,0	1,0	11124,23	11.124,23	9.537,23	988,14	6.384,32
SE 138/34,5 kV COACERAL I (Nova)					45.605,97	31.038,66	4.051,06	17.223,20
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	3.219,71	420,23	1.786,60
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2027	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	3.621,02	472,60	2.009,29
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2027	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.794,83	234,25	995,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.948,81	515,39	2.191,18
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2027	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	3.621,02	472,60	2.009,29
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.948,81	515,39	2.191,18
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2027	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.794,83	234,25	995,94
MIM - 69 kV	2027	1,0	1,0	515,10	515,10	350,57	45,76	194,53
MIM - 138 kV	2027	1,0	1,0	1716,31	1.716,31	1.168,09	152,46	648,17
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		2,0						
MIG (Terreno Rural)	2027	1,0	1,0	11124,23	11.124,23	7.570,96	988,14	4.201,09

LT 138 kV DIANÓPOLIS - PANAMBI - GARGANTA, C1 (Nova)						120.833,36	94.804,13	10.733,32	59.586,65
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 43 km		2024	43,0	1,0	848,34	36.478,62	31.274,54	3.240,30	20.935,50
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Dianópolis	2024	2,0	1,0	6260,46	12.520,92	10.734,67	1.112,20	7.185,90
MIM - 138 kV	Dianópolis	2024	1,0	1,0	1190,53	1.190,53	1.020,69	105,75	683,26
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 64 km		2024	64,0	1,0	521,75	33.392,00	28.628,26	2.966,13	19.164,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Panambi - Garganta	2024	1,0	1,0	6260,46	6.260,46	5.367,34	556,10	3.592,95
MIM - 138 kV	Panambi - Garganta	2024	1,0	1,0	595,27	595,27	510,35	52,88	341,63
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 40 km		2030	40,0	1,0	521,75	20.870,00	11.275,41	1.853,83	4.630,12
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Panambi - Garganta	2030	1,0	1,0	6260,46	6.260,46	3.382,33	556,10	1.388,92
MIM - 138 kV	Panambi - Garganta	2030	1,0	1,0	595,27	595,27	321,61	52,88	132,06
MIG-A	Dianópolis	2024	1,0	1,0	2669,83	2.669,83	2.288,95	237,15	1.532,25
LT 138 kV PANAMBI - SÃO MARCELO, C1 (Nova)						43.655,51	17.336,20	3.877,81	2.746,10
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 59 km		2034	59,0	1,0	516,57	30.477,63	12.103,09	2.707,25	1.917,16
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Panambi	2034	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	2.389,37	534,46	378,48
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Marcelo	2034	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	2.389,37	534,46	378,48
MIM - 138 kV	Panambi	2034	1,0	1,0	572,10	572,10	227,19	50,82	35,99
MIM - 138 kV	São Marcelo	2034	1,0	1,0	572,10	572,10	227,19	50,82	35,99

Tabela 19-9 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 4 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.016.274,06	707.295,47	90.273,02	401.159,95
SE 230/138 kV FORMOSA DO RIO PRETO (Nova)						183.550,36	134.914,99	16.304,31	80.414,64
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	6064,10	6.064,10	4.457,29	538,66	2.656,72
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4615,53	4.615,53	3.392,55	409,99	2.022,09
1º e 2º ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	7861,86	55.033,02	40.450,91	4.888,44	24.110,33
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	7660,50	15.321,00	11.261,39	1.360,93	6.712,23
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	5669,89	11.339,78	8.335,08	1.007,28	4.968,03
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	5366,33	5.366,33	3.944,41	476,68	2.351,03
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1716,31	1.716,31	1.261,54	152,46	751,93
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	12259,33	12.259,33	9.010,97	1.088,96	5.370,89
1º Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	2283,51	2.283,51	1.678,45	202,84	1.000,42
1º Reator de Barra 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	6246,94	6.246,94	4.591,69	554,90	2.736,83
Compensador Síncrono 230 kV, 1 x (-40/+80) Mvar		2026	1,0	1,0	40308,89	40.308,89	29.628,24	3.580,54	17.659,59
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	8067,08	8.067,08	5.929,54	716,58	3.534,24
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	7342,04	7.342,04	5.396,62	652,17	3.216,60
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	7586,50	7.586,50	5.576,30	673,89	3.323,70
LT 230 kV FORMOSA DO RIO PRETO - DIANÓPOLIS II, C1 e C2 (CD) (Nova)						281.706,74	207.062,86	25.023,29	123.417,61
Circuito Duplo 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 176 km		2026	176,0	1,0	1195,52	210.411,52	154.658,75	18.690,32	92.182,69
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Formosa do Rio Preto	2026	2,0	1,0	8442,29	16.884,58	12.410,67	1.499,81	7.397,25
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Dianópolis II	2026	2,0	1,0	8442,29	16.884,58	12.410,67	1.499,81	7.397,25
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 10 Mvar 3Φ	Formosa do Rio Preto	2026	2,0	1,0	4286,31	8.572,62	6.301,13	761,48	3.755,72
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Formosa do Rio Preto	2026	2,0	1,0	3104,04	6.208,08	4.563,12	551,45	2.719,80
Reator de Linha Fixo 230 kV, 2 x 5 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2026	2,0	1,0	3405,88	6.811,76	5.006,85	605,07	2.984,28
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Dianópolis II	2026	2,0	1,0	3104,04	6.208,08	4.563,12	551,45	2.719,80
MIM - 230 kV	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	3577,55	3.577,55	2.629,61	317,78	1.567,35
MIM - 230 kV	Dianópolis II	2026	1,0	1,0	3577,55	3.577,55	2.629,61	317,78	1.567,35
MIG-A	Dianópolis II	2026	1,0	1,0	2570,42	2.570,42	1.889,34	228,32	1.126,12

SE 138/34,5 kV SÃO MARCELO (Nova)					30.998,26	22.784,65	2.753,50	13.580,54	
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2026	✓	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	3.477,29	420,23	2.072,60
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2026	✓	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	3.910,70	472,60	2.330,93
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	✓	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	4.264,72	515,39	2.541,94
MIM - 138 kV	2026	✓	1,0	1,0	1144,21	1.144,21	841,03	101,64	501,29
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2026	✓	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.938,41	234,25	1.155,37
MIM - 34,5 kV	2026	✓	1,0	1,0	257,55	257,55	189,31	22,88	112,83
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			2,0						
MIG (Terreno Rural)	2026	✓	1,0	1,0	11105,93	11.105,93	8.163,19	986,51	4.865,58
LT 138 kV FORMOSA DO RIO PRETO - SÃO MARCELO, C1 (Nova)						29.691,20	21.823,92	2.637,39	13.007,91
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 27 km	2026		27,0	1,0	516,57	13.947,39	10.251,75	1.238,91	6.110,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2026		1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV	2026		1,0	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	2026	✓	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV	2026	✓	1,0	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
MIG-A	2026		1,0	1,0	2565,93	2.565,93	1.886,04	227,92	1.124,15
SE 138/34,5 kV CHAPADA DA MANGABEIRA (Nova)						47.704,21	30.860,55	4.237,44	16.232,24
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2026	✓	1,0	1,0	4922,35	4.922,35	3.618,07	437,24	2.156,51
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2026	✓	1,0	1,0	5535,89	5.535,89	4.069,04	491,74	2.425,31
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	✓	1,0	1,0	6037,02	6.037,02	4.437,39	536,25	2.644,86
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2026	✓	1,0	1,0	2743,97	2.743,97	2.016,90	243,74	1.202,15
MIM - 138 kV	2026	✓	1,0	1,0	1190,53	1.190,53	875,08	105,75	521,58
MIM - 34,5 kV	2026	✓	1,0	1,0	267,98	267,98	196,97	23,80	117,40
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 30 MVA 3Φ	2032	✓	1,0	1,0	5819,00	5.819,00	2.695,32	516,89	792,98
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2032	✓	1,0	1,0	6037,02	6.037,02	2.796,31	536,25	822,70
CT (Conexão de Transformador) 34,5kV, Arranjo BS	2032	✓	1,0	1,0	2743,97	2.743,97	1.270,99	243,74	373,93
MIM - 138 kV	2032	✓	1,0	1,0	595,27	595,27	275,73	52,88	81,12
MIM - 34,5 kV	2032	✓	1,0	1,0	267,98	267,98	124,13	23,80	36,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0						
MIG (Terreno Rural)	2026	✓	1,0	1,0	11543,23	11.543,23	8.484,62	1.025,36	5.057,17

SE 138/34,5 kV GARGANTA (Nova)					30.979,97	16.737,51	2.751,87	6.873,07
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	2.555,91	420,23	1.049,55
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2030	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.874,48	472,60	1.180,37
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.134,69	515,39	1.287,23
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.424,79	234,25	585,07
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	1144,21	1.144,21	618,18	101,64	253,85
MIM - 34,5 kV	2030	1,0	1,0	257,55	257,55	139,15	22,88	57,14
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>					1,0			
MIG (Terreno Rural)	2030	1,0	1,0	11087,64	11.087,64	5.990,31	984,89	2.459,85
SE 138/34,5 kV PANAMBI (Nova)					45.605,97	32.385,36	4.051,06	18.718,49
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	4.055,91	420,23	2.715,07
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2024	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	4.561,45	472,60	3.053,48
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2024	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	4.974,37	515,39	3.329,89
CT (Conexão de Transformador TR 1) 34,5 kV, Arranjo BS	2024	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	2.260,97	234,25	1.513,51
MIM - 34,5 kV (TR 1)	2024	1,0	1,0	257,55	257,55	220,81	22,88	147,81
MIM - 138 kV (TR1)	2024	1,0	1,0	1144,21	1.144,21	980,98	101,64	656,68
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2034	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.112,83	472,60	334,68
CT (Conexão de Transformador TR 2) 138 kV, Arranjo BPT	2034	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	2.304,09	515,39	364,97
CT (Conexão de Transformador TR 2) 34,5 kV, Arranjo BS	2034	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.047,26	234,25	165,89
MIM - 138 kV (TR 2)	2034	1,0	1,0	572,10	572,10	227,19	50,82	35,99
MIM - 34,5 kV (TR 2)	2034	1,0	1,0	257,55	257,55	102,28	22,88	16,20
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>					2,0			
MIG (Terreno Rural)	2024	1,0	1,0	11124,23	11.124,23	9.537,23	988,14	6.384,32
SE 138/34,5 kV COACERAL I (Nova)					45.605,97	31.038,66	4.051,06	17.223,20
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	3.219,71	420,23	1.786,60
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2027	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	3.621,02	472,60	2.009,29
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2027	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.794,83	234,25	995,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.948,81	515,39	2.191,18
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2027	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	3.621,02	472,60	2.009,29
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.948,81	515,39	2.191,18
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2027	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.794,83	234,25	995,94
MIM - 69 kV	2027	1,0	1,0	515,10	515,10	350,57	45,76	194,53
MIM - 138 kV	2027	1,0	1,0	1716,31	1.716,31	1.168,09	152,46	648,17
<i>EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT</i>					2,0			
MIG (Terreno Rural)	2027	1,0	1,0	11124,23	11.124,23	7.570,96	988,14	4.201,09

SE 138/34,5 kV COACERAL II (Nova)						47.556,20	25.693,14	4.224,30	10.550,59			
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2030	✓	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	2.555,91	420,23	1.049,55			
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2030	✓	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.874,48	472,60	1.180,37			
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2030	✓	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.424,79	234,25	585,07			
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2030	✓	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.134,69	515,39	1.287,23			
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2030	✓	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.874,48	472,60	1.180,37			
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT	2030	✓	1,0	1,0	2840,69	2.840,69	1.534,74	252,33	630,22			
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2030	✓	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.134,69	515,39	1.287,23			
MIM - 34,5 kV	2030	✓	1,0	1,0	515,10	515,10	278,29	45,76	114,28			
MIM - 138 kV	2030	✓	1,0	1,0	1716,31	1.716,31	927,27	152,46	380,77			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0									
MIG (Terreno Rural)	2030	✓	1,0	1,0	12870,96	12.870,96	6.953,78	1.143,29	2.855,49			
LT 138 kV FORMOSA DO RIO PRETO - COACERAL I, C1 (Nova)						22.459,22	15.285,37	1.994,99	8.481,77			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km	2027		13,0	1,0	516,57	6.715,41	4.570,40	596,51	2.536,09			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			Formosa do Rio Preto	2027	1,0	1,0	6016,84	4.094,96	534,46	2.272,27		
MIM - 138 kV			Formosa do Rio Preto	2027	1,0	1,0	572,10	389,36	50,82	216,05		
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			Coaceral I	2027	1,0	1,0	6016,84	4.094,96	534,46	2.272,27		
MIM - 138 kV			Coaceral I	2027	1,0	1,0	572,10	389,36	50,82	216,05		
MIG-A			Formosa do Rio Preto	2027	1,0	1,0	2565,93	1.746,33	227,92	969,03		
LT 138 kV COACERAL I - COACERAL II, C1 (Nova)						33.840,68	18.283,07	3.005,98	7.507,73			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 40 km	2030		40,0	1,0	516,57	20.662,80	11.163,47	1.835,42	4.584,15			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			Coaceral I	2030	1,0	1,0	6016,84	3.250,71	534,46	1.334,87		
MIM - 138 kV			Coaceral I	2030	1,0	1,0	572,10	309,09	50,82	126,92		
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			Coaceral II	2030	1,0	1,0	6016,84	3.250,71	534,46	1.334,87		
MIM - 138 kV			Coaceral II	2030	1,0	1,0	572,10	309,09	50,82	126,92		
LT 138 kV FORMOSA DO RIO PRETO - CHAPADA DA MANGABEIRA, C1 (Nova)						52.086,41	38.285,07	4.626,70	22.819,40			
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 85 km	2026		85,0	1,0	427,56	36.342,60	26.712,90	3.228,22	15.921,94			
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			Formosa do Rio Preto	2026	✓	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV			Formosa do Rio Preto	2026	✓	1,0	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			Chapada da Mangabeira	2026	✓	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV			Chapada da Mangabeira	2026	✓	1,0	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
MIG-A			Formosa do Rio Preto	2026	✓	1,0	1,0	2565,93	2.565,93	1.886,04	227,92	1.124,15

LT 138 kV DIANÓPOLIS 2 - PANAMBI - GARGANTA, C1 (Nova)						120.833,36	94.804,13	10.733,32	59.586,65
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 43 km		2024	43,0	1,0	848,34	36.478,62	31.274,54	3.240,30	20.935,50
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Dianópolis 2	2024	2,0	1,0	6260,46	12.520,92	10.734,67	1.112,20	7.185,90
MIM - 138 kV	Dianópolis 2	2024	1,0	1,0	1190,53	1.190,53	1.020,69	105,75	683,26
MIG-A	Dianópolis 2	2024	1,0	1,0	2669,83	2.669,83	2.288,95	237,15	1.532,25
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 64 km		2024	64,0	1,0	521,75	33.392,00	28.628,26	2.966,13	19.164,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Panambi - Garganta	2024	1,0	1,0	6260,46	6.260,46	5.367,34	556,10	3.592,95
MIM - 138 kV	Panambi - Garganta	2024	1,0	1,0	595,27	595,27	510,35	52,88	341,63
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 40 km		2030	40,0	1,0	521,75	20.870,00	11.275,41	1.853,83	4.630,12
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Panambi - Garganta	2030	1,0	1,0	6260,46	6.260,46	3.382,33	556,10	1.388,92
MIM - 138 kV	Panambi - Garganta	2030	1,0	1,0	595,27	595,27	321,61	52,88	132,06
LT 138 kV PANAMBI - SÃO MARCELO, C1 (Nova)						43.655,51	17.336,20	3.877,81	2.746,10
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 59 km		2034	59,0	1,0	516,57	30.477,63	12.103,09	2.707,25	1.917,16
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Panambi	2034	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	2.389,37	534,46	378,48
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Marcelo	2034	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	2.389,37	534,46	378,48
MIM - 138 kV	Panambi	2034	1,0	1,0	572,10	572,10	227,19	50,82	35,99
MIM - 138 kV	São Marcelo	2034	1,0	1,0	572,10	572,10	227,19	50,82	35,99

Tabela 19-10 – Plano de obras e estimativa de investimentos associados à Alternativa 5 (R\$ x 1000)

Descrição	Terminal	Ano	Qtde.	Fator	Custo da Alternativa (R\$ x 1000)				
					Custo Unitário (sem fator)	Custo Total	VP	Parcela Anual	RN
						1.082.582,59	756.203,49	96.163,03	430.398,12
SE 230/138 kV FORMOSA DO RIO PRETO (Nova)						183.550,36	134.914,99	16.304,31	80.414,64
IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	6064,10	6.064,10	4.457,29	538,66	2.656,72
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ		2026	7,0	1,0	7861,86	55.033,02	40.450,91	4.888,44	24.110,33
CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	2,0	1,0	7660,50	15.321,00	11.261,39	1.360,93	6.712,23
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	2,0	1,0	5669,89	11.339,78	8.335,08	1.007,28	4.968,03
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4			2,0						
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			3,0						
MIM - 230 kV		2026	1,0	1,0	5366,33	5.366,33	3.944,41	476,68	2.351,03
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1716,31	1.716,31	1.261,54	152,46	751,93
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4615,53	4.615,53	3.392,55	409,99	2.022,09
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	12259,33	12.259,33	9.010,97	1.088,96	5.370,89
CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	7586,50	7.586,50	5.576,30	673,89	3.323,70
Compensador Síncrono 230 kV, 1 x (-48/+80) Mvar		2026	1,0	1,0	40308,89	40.308,89	29.628,24	3.580,54	17.659,59
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	2283,51	2.283,51	1.678,45	202,84	1.000,42
1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ		2026	1,0	1,0	6246,94	6.246,94	4.591,69	554,90	2.736,83
CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	8067,08	8.067,08	5.929,54	716,58	3.534,24
CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4		2026	1,0	1,0	7342,04	7.342,04	5.396,62	652,17	3.216,60
LT 230 kV FORMOSA DO RIO PRETO - GILBUÉS II, C1 (Nova)						187.264,15	137.644,74	16.634,19	82.041,68
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 212 km		2026	212,0	1,0	709,11	150.331,32	110.498,01	13.353,55	65.861,16
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	3104,04	3.104,04	2.281,56	275,72	1.359,90
MIM - 230 kV	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	1788,78	1.788,78	1.314,81	158,89	783,68
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Gilbués II	2026	1,0	1,0	3104,04	3.104,04	2.281,56	275,72	1.359,90
MIM - 230 kV	Gilbués II	2026	1,0	1,0	1788,78	1.788,78	1.314,81	158,89	783,68
MIG-A	Gilbués II	2026	1,0	1,0	2570,42	2.570,42	1.889,34	228,32	1.126,12
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	4286,31	4.286,31	3.150,57	380,74	1.877,86
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	Gilbués II	2026	1,0	1,0	3405,88	3.405,88	2.503,42	302,54	1.492,14
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	6.205,34	749,91	3.698,62
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Gilbués II	2026	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	6.205,34	749,91	3.698,62

LT 230 kV FORMOSA DO RIO PRETO - DIANÓPOLIS II, C1 (Nova)						161.508,22	118.713,36	14.346,36	70.757,83
Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 176 km		2026	176,0	1,0	709,11	124.803,36	91.734,20	11.085,96	54.677,19
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	4286,31	4.286,31	3.150,57	380,74	1.877,86
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	3104,04	3.104,04	2.281,56	275,72	1.359,90
MIM - 230 kV	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.247,32	150,74	743,45
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ	Dianópolis II	2026	1,0	1,0	3405,88	3.405,88	2.503,42	302,54	1.492,14
CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4	Dianópolis II	2026	1,0	1,0	3104,04	3.104,04	2.281,56	275,72	1.359,90
MIM - 230 kV	Dianópolis II	2026	1,0	1,0	1696,97	1.696,97	1.247,32	150,74	743,45
MIG-A	Dianópolis II	2026	1,0	1,0	2526,07	2.526,07	1.856,74	224,38	1.106,69
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	6.205,34	749,91	3.698,62
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4	Dianópolis II	2026	1,0	1,0	8442,29	8.442,29	6.205,34	749,91	3.698,62
SE 138/34,5 kV SÃO MARCELO (Nova)						30.998,26	22.784,65	2.753,50	13.580,54
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	3.477,29	420,23	2.072,60
1º TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ		2026	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	3.910,70	472,60	2.330,93
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT		2026	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	4.264,72	515,39	2.541,94
MIM - 138 kV		2026	1,0	1,0	1144,21	1.144,21	841,03	101,64	501,29
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS		2026	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.938,41	234,25	1.155,37
MIM - 34,5 kV		2026	1,0	1,0	257,55	257,55	189,31	22,88	112,83
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			2,0						
MIG (Terreno Rural)		2026	1,0	1,0	11105,93	11.105,93	8.163,19	986,51	4.865,58
LT 138 kV FORMOSA DO RIO PRETO - SÃO MARCELO, C1 (Nova)						29.691,20	21.823,92	2.637,39	13.007,91
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 27 km		2026	27,0	1,0	516,57	13.947,39	10.251,75	1.238,91	6.110,44
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Marcelo	2026	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV	São Marcelo	2026	1,0	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
MIG-A	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	2565,93	2.565,93	1.886,04	227,92	1.124,15

SE 138/34,5 kV CHAPADA DA MANGABEIRA (Nova)					47.421,10	30.729,41	4.212,29	16.193,66
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	4922,35	4.922,35	3.618,07	437,24	2.156,51
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2026	1,0	1,0	5535,89	5.535,89	4.069,04	491,74	2.425,31
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2026	1,0	1,0	6037,02	6.037,02	4.437,39	536,25	2.644,86
CT (Conexão de Transformador) 34,5kV, Arranjo BS	2026	1,0	1,0	2743,97	2.743,97	2.016,90	243,74	1.202,15
MIM - 138 kV	2026	1,0	1,0	1190,53	1.190,53	875,08	105,75	521,58
MIM - 34,5 kV	2026	1,0	1,0	267,98	267,98	196,97	23,80	117,40
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2032	1,0	1,0	5535,89	5.535,89	2.564,19	491,74	754,40
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2032	1,0	1,0	6037,02	6.037,02	2.796,31	536,25	822,70
CT (Conexão de Transformador) 34,5kV, Arranjo BS	2032	1,0	1,0	2743,97	2.743,97	1.270,99	243,74	373,93
MIM - 138 kV	2032	1,0	1,0	595,27	595,27	275,73	52,88	81,12
MIM - 34,5 kV	2032	1,0	1,0	267,98	267,98	124,13	23,80	36,52
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0					
MIG (Terreno Rural)	2026	1,0	1,0	11543,23	11.543,23	8.484,62	1.025,36	5.057,17
SE 138/34,5 kV GARGANTA (Nova)					30.979,97	16.737,51	2.751,87	6.873,07
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	2.555,91	420,23	1.049,55
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2030	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.874,48	472,60	1.180,37
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2030	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.134,69	515,39	1.287,23
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2030	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.424,79	234,25	585,07
MIM - 138 kV	2030	1,0	1,0	1144,21	1.144,21	618,18	101,64	253,85
MIM - 34,5 kV	2030	1,0	1,0	257,55	257,55	139,15	22,88	57,14
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT			1,0					
MIG (Terreno Rural)	2030	1,0	1,0	11087,64	11.087,64	5.990,31	984,89	2.459,85
LT 138 kV DIANÓPOLIS II - GARGANTA, C1 (Nova)					27.251,74	14.723,27	2.420,70	6.045,94
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 40 km	2030	40,0	1,0	516,57	20.662,80	11.163,47	1.835,42	4.584,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		Garganta	2030	1,0	6016,84	3.250,71	534,46	1.334,87
MIM - 138 kV		Garganta	2030	1,0	572,10	572,10	309,09	50,82

SE 138/34,5 kV PANAMBI (Nova)						45.605,97	32.385,36	4.051,06	18.718,49
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2024	✓	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	4.055,91	420,23	2.715,07
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2024	✓	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	4.561,45	472,60	3.053,48
CT (Conexão de Transformador TR 1) 138 kV, Arranjo BPT	2024	✓	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	4.974,37	515,39	3.329,89
CT (Conexão de Transformador TR 1) 34,5 kV, Arranjo BS	2024	✓	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	2.260,97	234,25	1.513,51
MIM - 34,5 kV (TR 1)	2024	✓	1,0	1,0	257,55	257,55	220,81	22,88	147,81
MIM - 138 kV (TR1)	2024	✓	1,0	1,0	1144,21	1.144,21	980,98	101,64	656,68
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2034	✓	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.112,83	472,60	334,68
CT (Conexão de Transformador TR 2) 138 kV, Arranjo BPT	2034	✓	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	2.304,09	515,39	364,97
CT (Conexão de Transformador TR 2) 34,5 kV, Arranjo BS	2034	✓	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.047,26	234,25	165,89
MIM - 138 kV (TR 2)	2034	✓	1,0	1,0	572,10	572,10	227,19	50,82	35,99
MIM - 34,5 kV (TR 2)	2034	✓	1,0	1,0	257,55	257,55	102,28	22,88	16,20
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		✓	2,0						
MIG (Terreno Rural)	2024	✓	1,0	1,0	11124,23	11.124,23	9.537,23	988,14	6.384,32
SE 138/34,5 kV COACERAL I (Nova)						45.605,97	31.038,66	4.051,06	17.223,20
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2027	✓	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	3.219,71	420,23	1.786,60
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		✓	2,0						
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2027	✓	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	3.621,02	472,60	2.009,29
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2027	✓	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.794,83	234,25	995,94
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	✓	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.948,81	515,39	2.191,18
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2027	✓	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	3.621,02	472,60	2.009,29
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2027	✓	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.948,81	515,39	2.191,18
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2027	✓	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.794,83	234,25	995,94
MIM - 34,5 kV	2027	✓	1,0	1,0	515,10	515,10	350,57	45,76	194,53
MIM - 138 kV	2027	✓	1,0	1,0	1716,31	1.716,31	1.168,09	152,46	648,17
MIG (Terreno Rural)	2027	✓	1,0	1,0	11124,23	11.124,23	7.570,96	988,14	4.201,09
SE 138/34,5 kV COACERAL II (Nova)						47.556,20	25.693,14	4.224,30	10.550,59
IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	2030	✓	1,0	1,0	4730,81	4.730,81	2.555,91	420,23	1.049,55
1° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2030	✓	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.874,48	472,60	1.180,37
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BS	2030	✓	1,0	1,0	2637,19	2.637,19	1.424,79	234,25	585,07
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2030	✓	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.134,69	515,39	1.287,23
2° TF 138/34,5 kV, 1 x 26,6 MVA 3Φ	2030	✓	1,0	1,0	5320,47	5.320,47	2.874,48	472,60	1.180,37
CT (Conexão de Transformador) 34,5 kV, Arranjo BPT	2030	✓	1,0	1,0	2840,69	2.840,69	1.534,74	252,33	630,22
CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	2030	✓	1,0	1,0	5802,10	5.802,10	3.134,69	515,39	1.287,23
MIM - 34,5 kV	2030	✓	1,0	1,0	515,10	515,10	278,29	45,76	114,28
MIM - 138 kV	2030	✓	1,0	1,0	1716,31	1.716,31	927,27	152,46	380,77
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT		✓	1,0						
MIG (Terreno Rural)	2030	✓	1,0	1,0	12870,96	12.870,96	6.953,78	1.143,29	2.855,49

LT 138 kV FORMOSA DO RIO PRETO - COACERAL I, C1 (Nova)						22.459,22	15.285,37	1.994,99	8.481,77
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 13 km		2027	13,0	1,0	516,57	6.715,41	4.570,40	596,51	2.536,09
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Formosa do Rio Preto	2027	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.094,96	534,46	2.272,27
MIM - 138 kV	Formosa do Rio Preto	2027	1,0	1,0	572,10	572,10	389,36	50,82	216,05
MIG-A	Formosa do Rio Preto	2027	1,0	1,0	2565,93	2.565,93	1.746,33	227,92	969,03
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Coaceral I	2027	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.094,96	534,46	2.272,27
MIM - 138 kV	Coaceral I	2027	1,0	1,0	572,10	572,10	389,36	50,82	216,05
LT 138 kV COACERAL I - COACERAL II, C1 (Nova)						33.840,68	18.283,07	3.005,98	7.507,73
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 40 km		2030	40,0	1,0	516,57	20.662,80	11.163,47	1.835,42	4.584,15
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Coaceral I	2030	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	3.250,71	534,46	1.334,87
MIM - 138 kV	Coaceral I	2030	1,0	1,0	572,10	572,10	309,09	50,82	126,92
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Coaceral II	2030	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	3.250,71	534,46	1.334,87
MIM - 138 kV	Coaceral II	2030	1,0	1,0	572,10	572,10	309,09	50,82	126,92
LT 138 kV FORMOSA DO RIO PRETO - CHAPADA DA MANGABEIRA, C1 (Nova)						52.086,41	38.285,07	4.626,70	22.819,40
Circuito Simples 138 kV, 1 x 336,4 MCM (LINNET), 85 km		2026	85,0	1,0	427,56	36.342,60	26.712,90	3.228,22	15.921,94
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Chapada da Mangabeira	2026	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	4.422,56	534,46	2.636,02
MIM - 138 kV	Chapada da Mangabeira	2026	1,0	1,0	572,10	572,10	420,51	50,82	250,64
MIG-A	Formosa do Rio Preto	2026	1,0	1,0	2565,93	2.565,93	1.886,04	227,92	1.124,15
LT 138 kV DIANÓPOLIS 2 - PANAMBI, C1 (Nova)						93.107,63	79.824,79	8.270,51	53.435,55
Circuito Duplo 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 43 km		2024	43,0	1,0	848,34	36.478,62	31.274,54	3.240,30	20.935,50
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 64 km		2024	64,0	1,0	521,75	33.392,00	28.628,26	2.966,13	19.164,06
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Dianópolis 2	2024	2,0	1,0	6260,46	12.520,92	10.734,67	1.112,20	7.185,90
MIM - 138 kV	Dianópolis 2	2024	1,0	1,0	1190,53	1.190,53	1.020,69	105,75	683,26
MIG-A	Dianópolis 2	2024	1,0	1,0	2669,83	2.669,83	2.288,95	237,15	1.532,25
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Panambi	2024	1,0	1,0	6260,46	6.260,46	5.367,34	556,10	3.592,95
MIM - 138 kV	Panambi	2024	1,0	1,0	595,27	595,27	510,35	52,88	341,63
LT 138 kV PANAMBI - SÃO MARCELO, C1 (Nova)						43.655,51	17.336,20	3.877,81	2.746,10
Circuito Simples 138 kV, 1 x 636 MCM (GROSBEAK), 59 km		2034	59,0	1,0	516,57	30.477,63	12.103,09	2.707,25	1.917,16
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	Panambi	2034	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	2.389,37	534,46	378,48
EL (Entrada de Linha) 138 kV, Arranjo BPT	São Marcelo	2034	1,0	1,0	6016,84	6.016,84	2.389,37	534,46	378,48
MIM - 138 kV	Panambi	2034	1,0	1,0	572,10	572,10	227,19	50,82	35,99
MIM - 138 kV	São Marcelo	2034	1,0	1,0	572,10	572,10	227,19	50,82	35,99

19.5 Formulários de Consultas sobre a Viabilidade de Expansões

19.5.1 Subestação Gilbués II 230 kV

DocuSign Envelope ID: B81A0E5E-3D5C-4251-B4FD-AF967B9F8ACD

são pedro

Rio de Janeiro, 15 de julho de 2021.

Carta SPT nº 025/2021

À

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Diretoria de Estudos de Energia Elétrica - DEE

Praça Pio X, nº 54, 5º andar - Centro

CEP nº 20.091-040 - Rio de Janeiro/RJ

Atenção: Sr. José Marcos Bressane
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica

Assunto: Reposta ao Ofício nº 1014/2021/DEE/EPE, de 01 de julho de 2021 – Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Gilbués II 230 kV.

Referência: Processo nº 48002.001583/2021-35.

Anexos: (i) Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações preenchido
(ii) Diagrama unifilar e planta da subestação.

Senhor Superintendente,

A SÃO PEDRO TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A. ("SÃO PEDRO"), concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, com sede na cidade e estado do Rio de Janeiro, na Praça XV de Novembro, nº 20, 6º andar, sala 601, Sup. Rua do Mercado, nº 12, Centro, CEP nº 20.010-010, inscrita no Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas ("CNPJ") sob o nº 18.707.010/0001-27, vem, perante a DIRETORIA DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA da EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA ("DEE/EPE"), apresentar sua resposta ao Ofício nº 1014/2021/DEE/EPE, de 01 de julho de 2021.

Primeiramente, é importante salientar a tempestividade da presente, tendo em vista que o referido Ofício foi recebido pela Companhia em 02 de julho de 2021 (sexta-feira) e o prazo

São Pedro Transmissora de Energia S.A.
Praça XV de Novembro, 20, sala 601, Sup. Rua do Mercado nº 12
Centro - Rio de Janeiro/RJ - cep.: 20.010-010
Tel + 55 (21) 2212 6000 - Fax + 55 (21) 2212 6040



DocuSign Envelope ID: B81A0E5E-3D5C-4251-B4FD-AF967B9F8ACD



Fls. 2 de 2 - Carta São Pedro nº 025/2021, de 15 de julho de 2021.

máximo para resposta foi estabelecido para **15 (quinze) dias** após a data do recebimento, qual seja, **dia 19 de julho de 2021 (segunda-feira)**.

Conforme se verifica, por meio do referido, foi solicitado à Companhia, o envio de informações sobre a viabilidade de expansão da SE 230 kV Gilbuês II, para a implantação de duas linhas de transmissão, com vistas a subsidiar o "Estudo de Atendimento a Região Oeste da Bahia – MATOPIBA".

Neste sentido, em integral e tempestivo atendimento à solicitação da DEE/EPE, realizada através do Ofício nº 1014/2021/DEE/EPE, segue, anexo, formulário devidamente preenchido com as informações solicitadas bem como, diagrama unifilar e planta da subestação, indicando o espaço físico a ser ocupado pelas novas instalações e o terreno que já integra a subestação.

Sendo o que nos cabia para o momento, nos colocamos à inteira disposição para prestar quaisquer informações e/ou esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

DocuSigned by:

E7A6DC3A706A8ADA

MARCO ANTÔNIO RESENDE FARIA
Diretor Técnico

DocuSigned by:

A816CCE5C8C27A7A

GLIENDER PEREIRA DE MENDONÇA
Gerente Regulatório e Institucional

DocuSigned by:

E8B487E7D4E5F0EFC

MARCOS VINICIUS DOS SANTOS RIBEIRO
Engenheiro de Projetos – PL

São Pedro Transmissora de Energia S.A.
Praça XV de Novembro, 20, sala 601, Sup. Rua do Mercado nº 12
Centro - Rio de Janeiro/RJ - cep.:20.010-010
Tel + 55 (21) 2212 6000 - Fax + 55 (21) 2212 6040



-DS



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 01/07/2021

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento a Região Oeste da Bahia (MATOPIBA)

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Gilbués II 230 kV

Concessionária Proprietária: São Pedro Transmissora de Energia

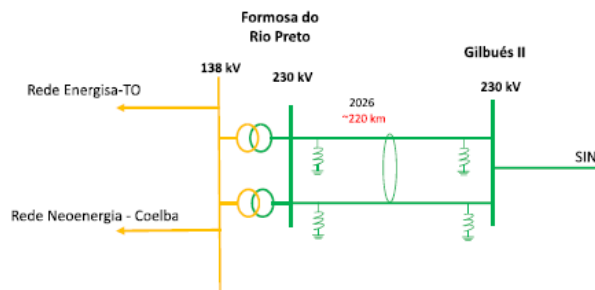
1. Módulos de Manobra

<input type="checkbox"/>	CT	Quantidade:		Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade:	02	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:
<input checked="" type="checkbox"/>	CRL	Quantidade:	02	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
<input type="checkbox"/>	CRB	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CTA	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CC	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

<input type="checkbox"/>	Transformadores	Quantidade:		Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV): Fase:
<input checked="" type="checkbox"/>	Reator	Quantidade:	2	Potência (Mvar): 5	Tensão (kV): 230 Fase: 3
<input type="checkbox"/>	Capacitor Shunt	Quantidade:		Potência (Mvar):	Tensão (kV): Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Série	Quantidade:		Potência (Mvar):	Tensão (kV): Fase:
<input type="checkbox"/>	Compensador Síncrono	Quantidade:		Potência (Mvar): -	Tensão (kV): Fase:

3. Diagrama Unifilar



4. Observações:

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 01/07/2021

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

<input type="checkbox"/>	CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 02	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4		
<input type="checkbox"/>	EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input checked="" type="checkbox"/>	CRL	Quantidade: 02	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4		
<input type="checkbox"/>	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

<input type="checkbox"/>	Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
<input checked="" type="checkbox"/>	Reator	Quantidade: 02	Potência (Mvar): 5	Tensão (kV): 230	Fase: 3
<input type="checkbox"/>	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____
☒ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: _____
☒ Não _____

**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Expansão de
Subestações**

Data: 01/07/2021

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

5. Observações.

01 - A avaliação das EL's levou em consideração as ampliações indicadas no edital do leilão 002/2013 - ANEXO 6C.
02 - Fazem parte da resposta os seguintes anexos: "Arranjo Geral", "Planta de Localização", "Unifilar Geral 500kV" e "Unifilar Geral 230-69kV".

Rio de Janeiro, 01 de julho de 2021**Data da Solicitação**JOSE MARCOS
BRESSANE:60963255800Assinado de forma digital por JOSE
MARCOS BRESSANE:60963255800
Dados: 2021.07.02 11:10:45 -03'00'**José Marcos Bressane****Superintendente****STE/DEE/EPE**Rio de Janeiro, 14 de julho de 2021**Data da Entrega do Formulário****Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas****Nome:** Daniel Oliveira Silveira**Cargo:** Engenheiro Especialista Eletromecânico



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

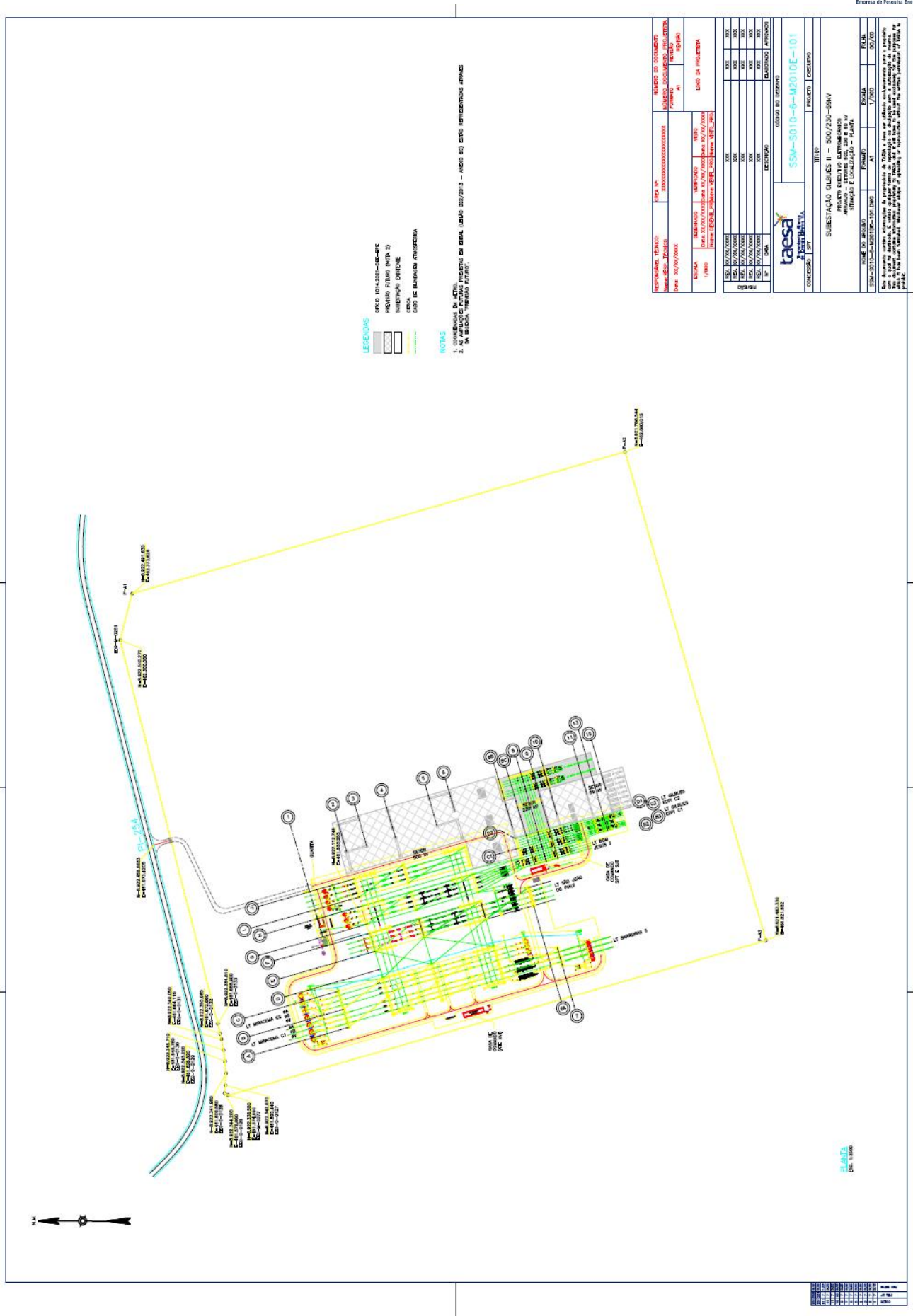
Data: 01/07/2021

Revisão:

Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA SÃO PEDRO TRANSMISSORA DE ENERGIA









19.5.2 Subestação Dianópolis II 230 kV

ENERGISA/DITR-OFC/Nº225/2021

Rio de Janeiro, 15 de julho de 2021

À EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE

Praça Pio X, n. 54, 5º andar - Centro

CEP 20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Att.: Sr. José Marcos Bressane - Superintendente de Transmissão de Energia - Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

CC.: Sr. Thiago Guilherme Ferreira Prado - Diretor do Departamento de Planejamento Energético - SPE/MME

Sr. Guilherme Zanetti Rosa - Coordenador-Geral de Planejamento da Transmissão - SPE/MME

Sr. Ivo Sechi Nazareno - Superintendente de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição - ANEEL

Ref.: Ofício nº 1015/2021/DEE/EPE, de 1º de julho de 2021.

Processo: 48002.001585/2021-24

Assunto: Resposta ao Ofício nº 1015/2021/DEE/EPE - Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Dianópolis 2 230kV

Prezados Senhores,

A **ENERGISA TOCANTINS TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.**, concessionária responsável pelo Contrato de Concessão nº 04/2019 ANEEL, vem, através desta, encaminhar para vossa senhoria, em resposta ao ofício nº 1015/2021/DEE/EPE enviado em 1º de julho de 2021 pela EPE, as informações levantadas pelas áreas de Engenharia e Projetos da ENERGISA quanto à viabilidade da implantação de duas linhas de transmissão, através do formulário preenchido, de forma a subsidiar o “Estudo de Atendimento a Região Oeste da Bahia - MATOPIBA”.

Ademais, encaminhamos juntamente com o formulário, conforme também solicitado no referido ofício, o Diagrama Unifilar e a Planta da Subestação Dianópolis II, indicando o espaço físico a ser ocupado pelas novas instalações e o terreno que já integra a subestação.

Ante o exposto, encaminhamos anexos em complemento a este ofício os seguintes documentos:

1. Formulário de Consulta SE Dianópolis 2-ESOL preenchido;
2. ETT1-2010-PE-500-0001-02-EPE - Planta da Subestação Dianópolis II 230/138kV;

ENERGISA TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.
Sede Praia de Botafogo, 228 - 13º andar | Botafogo
Rio de Janeiro | RJ CEP 22250-906
CNPJ 28.201.130/0001-01
(21) 2122-6900 | 2122-6928 | www.grupoenergisa.com.br



3. ETT1-2010-PE-540-0001-01-EPE - Diagrama Unifilar Simplificado da SE Dianópolis II 230/138kV.

Por oportuno, renovamos nossos votos de estima e consideração, ao tempo indicamos os senhores Johab Santana, Gerente da Implantação da Transmissão, no telefone (21) 2122-9535, ou por e-mail: johab.silva@energisa.com.br e Vitória Calheiro, Engenheira de Transmissão, no e-mail: vitoria.silva@energisa.com.br para esclarecimentos que porventura sejam necessários.

Atenciosamente,

GABRIEL
MUSSI
MORAES:1046
8428704

Assinado de forma
digital por GABRIEL
MUSSI
MORAES:10468428704
Dados: 2021.07.15
22:33:34 -03'00'

Gabriel Mussi Moraes
Diretor-Presidente de Transmissão



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 01/07/2021

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento a Região Oeste da Bahia (MATOPIBA)

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Dianópolis 2 230 kV

Concessionária Proprietária: ENERGISA

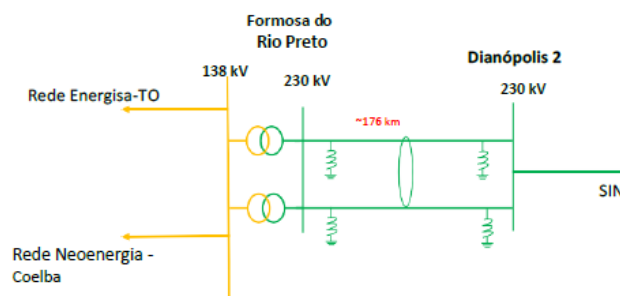
1. Módulos de Manobra

<input type="checkbox"/>	CT	Quantidade:		Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade:	02	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:
<input checked="" type="checkbox"/>	CRL	Quantidade:	02	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
<input type="checkbox"/>	CRB	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CTA	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CC	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

<input type="checkbox"/>	Transformadores	Quantidade:		Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
<input checked="" type="checkbox"/>	Reator	Quantidade:	2	Potência (Mvar): 5	Tensão (kV): 230	Fase: 3
<input type="checkbox"/>	Capacitor Shunt	Quantidade:		Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Série	Quantidade:		Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Compensador Síncrono	Quantidade:		Potência (Mvar): -	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar



4. Observações:

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). ARRANJO: Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 01/07/2021

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

<input checked="" type="checkbox"/>	CT	Quantidade: 02	Tensão Prim/Sec/Ter (kV): 230/138/13,8	Arranjo Prim.: BD4	Sec.: BD4	Ter.: BS
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 06	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4		
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade: 07	Tensão (kV): 138	Arranjo: BD4		
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input checked="" type="checkbox"/>	CRL	Quantidade: 06	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4		
<input type="checkbox"/>	CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/>	CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

<input checked="" type="checkbox"/>	Transformadores	Quantidade: 02	Potência (MVA): 200	Tensão Prim./Sec. (kV): 230/138	Fase: 3
<input checked="" type="checkbox"/>	Reator	Quantidade: 06	Potência (Mvar): 20	Tensão (kV): 230	Fase: 3
<input type="checkbox"/>	Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Compensador Síncrono	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____
☒ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☒ Sim Equipamentos Necessários: Expansão da barra em 2 vãos mais os
☐ Não equipamentos dos bays a serem inclusos (Reatores 5Mvar, PRs, TPCs, TCs, SECs, DJs, BBs)

**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Expansão de
Subestações**

Data: 01/07/2021

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS**5. Observações.**

- 1- O ARRANJO PLANTA COM A ÁREA TOTAL DA SUBESTAÇÃO E O DIAGRAMA UNIFILAR SERÃO ENVIADOS EM ARQUIVOS EM ANEXO. AS EDIFICAÇÕES FUTURAS DEVERÃO SER LOCADAS NAS ÁREAS PREVISTAS NA PLANTA
- 2- AS INFORMAÇÕES APRESENTADAS ACIMA QUANTO A QUANTIDADE DE REATORES QUE PODERÃO SER INSTALADOS NO FUTURO REFERE – SE SOMENTE A ESPAÇO FÍSICO. NESES ESPAÇOS PODERÃO SER INSTALADOS TANTO REATORES DE LINHA COMO REATORES DE BARRA.

Rio de Janeiro, 01 de julho de 2021.**Data da Solicitação**JOSE MARCOS
BRESSANE:60963255800Assinado de forma digital por JOSE
MARCOS BRESSANE:60963255800
Dados: 2021.07.01 22:34:58 -03'00'**José Marcos Bressane****Superintendente****STE/DEE/EPE**Cataguases, 09 de julho de 2021**Data da Entrega do Formulário****Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas****Nome: Rodrigo Monteiro Pires****Cargo: Engenheiro de Projetos e Obras III / ESOL**



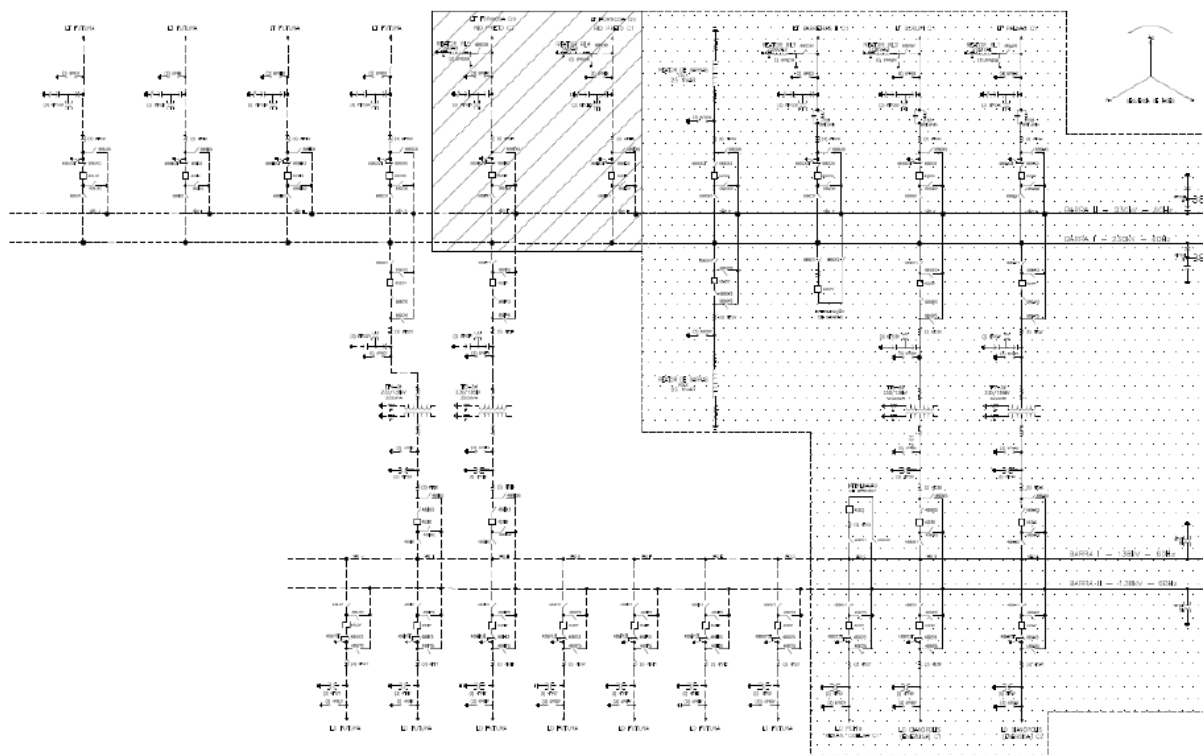
Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 01/07/2021

Revisão:

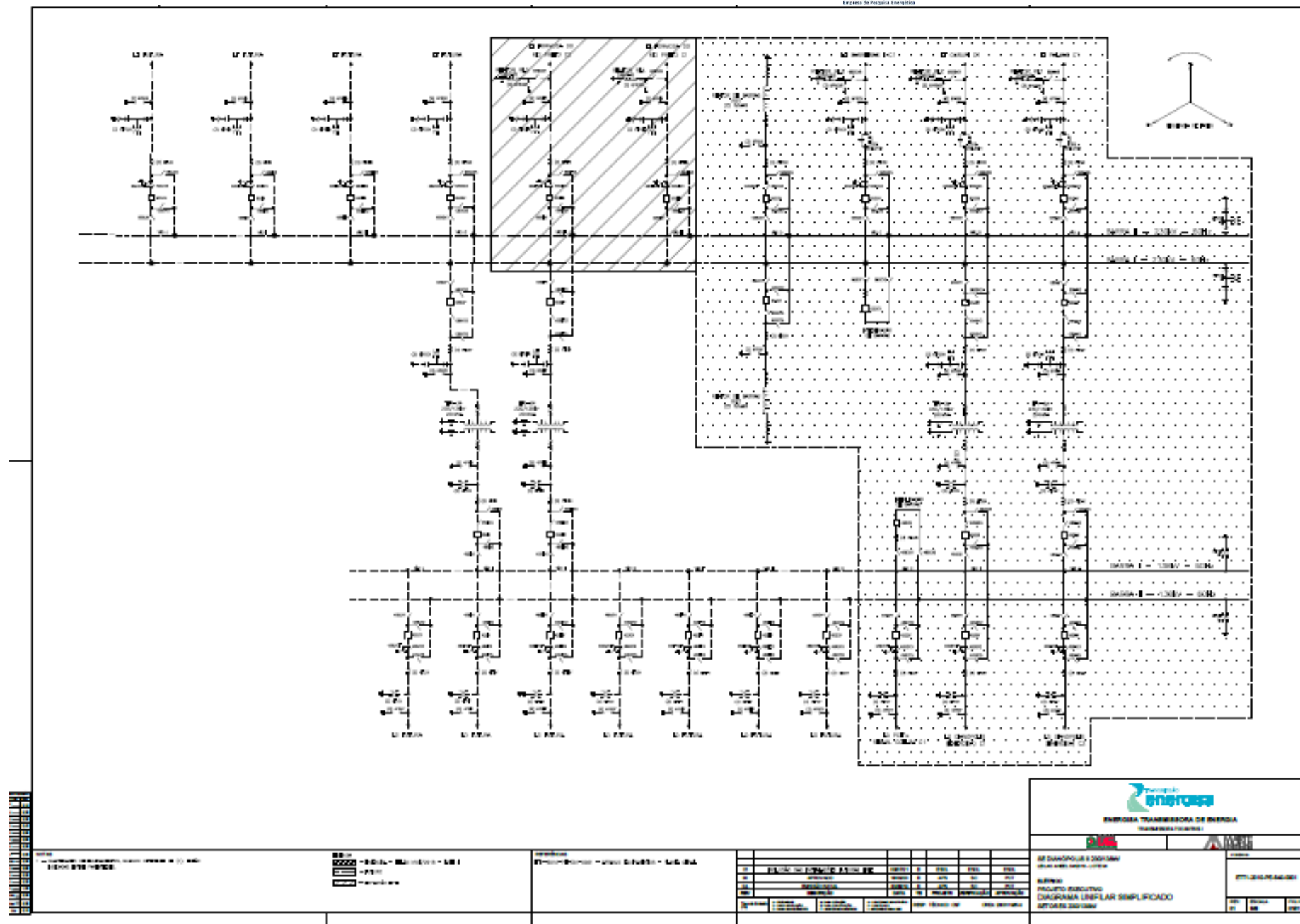
Página: 4 - 4

ANEXO → DIAGRAMA UNIFILAR A SER INFORMADO PELA ENERGISA TRANSMISSORA DE ENERGIA



LEGENDA

- ENERGISA - LEILÃO N°04/2018 - LOTE 4
- FUTURO
- EXPANSÃO EPE



19.5.3 Subestação Barreiras II 230 kV



PTE.021.2021

Rio de Janeiro, 13 de julho de 2021

A
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
Av. Rio Branco, 1 - 11º andar
Rio de Janeiro – RJ
CEP 20090-003

Atenção: Sr. José Marcos Bressame
Superintendente de Transmissão de Energia Elétrica – EPE

Assunto: Consulta sobre a viabilidade de expansão da SE Barreiras II 230kV

Ref: a. Ofício n. 1013/2021/DEE/EPE de 01/07/2021;

Prezado Senhor,

Em resposta ao Ofício (a), vimos respeitosamente informar que há viabilidade de expansão do setor de 230 kV, assim como, espaço físico no terreno da Subestação Barreiras II, conforme projetos em anexo.

Com os votos de apreço e consideração, subscrevemo-nos.

Atenciosamente,

JOAO BATISTA
GUIMARAES FERREIRA
DA SILVA:17640121604
Assinado de forma digital por
JOAO BATISTA GUIMARAES
FERREIRA DA SILVA:17640121604
Dados: 2021.07.15 10:40:54 -03'00'
João Batista Guimarães Ferreira da Silva
Diretor Técnico

cc:

- Thiago Guilherme Ferreira Prado – Diretor de Departamento de Planejamento Energético – SPE/MME
- Guilherme Zanetti Rosa – Coordenador-Geral de Planejamento da Transmissão – SPE/MME
- Ivo Sechi Nazareno – Superintendente de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição - ANEEL

ANEXOS:

- Diagramas Pré-Operacional dos Setores de 500 kV e 230 kV da SE Barreiras II;
- Arranjo Geral;
- Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações.



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/07/2021

Revisão:

Página: 1 - 4

INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDAS PELA EPE)

ESTUDO: Estudo de Atendimento a Região Oeste da Bahia (MATOPIBA)

ALTERNATIVA DE PLANEJAMENTO

Subestação: Barreiras II 230 kV

Concessionária Proprietária: Paranaíba Transmissora de Energia

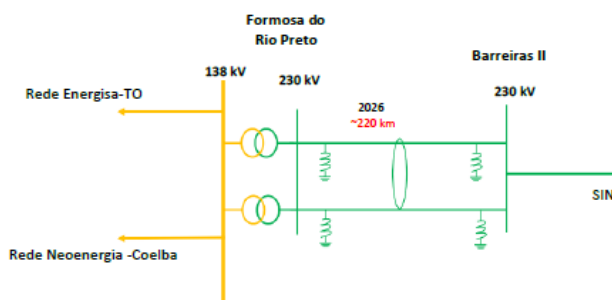
1. Módulos de Manobra

<input type="checkbox"/>	CT	Quantidade:		Tensão Prim/Sec (kV):	Arranjo Prim.: Sec.: Ter:
<input checked="" type="checkbox"/>	EL	Quantidade:	02	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
<input type="checkbox"/>	IB	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CCS	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:
<input checked="" type="checkbox"/>	CRL	Quantidade:	02	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4
<input type="checkbox"/>	CRB	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CTA	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:
<input type="checkbox"/>	CC	Quantidade:		Tensão (kV):	Arranjo:

2. Módulos de Equipamentos

<input type="checkbox"/>	Transformadores	Quantidade:		Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
<input checked="" type="checkbox"/>	Reator	Quantidade:	2	Potência (Mvar): 5	Tensão (kV): 230	Fase: 3
<input type="checkbox"/>	Capacitor Shunt	Quantidade:		Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Capacitor Série	Quantidade:		Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/>	Compensador Síncrono	Quantidade:		Potência (Mvar): -	Tensão (kV):	Fase:

3. Diagrama Unifilar



4. Observações:

Legenda: MM: entrada de linha (EL), conexão de transformador ou autotransformador (CT), interligação de barramentos (IB), conexão de banco de capacitores paralelo (CCP) ou série (CCS), conexão de reatores de linha (CRL) ou de barra (CRB), conexão de transformador de aterramento (CTA), conexão de compensador (CC). **ARRANJO:** Barra Simples (BS), Barra Principal e Transferência (BPT), Barra Dupla 4 Chaves (BD4), ANEL (AN), Disjuntor e Meio (DJM).



Formulário de Consulta sobre a Viabilidade de Expansão de Subestações

Data: 12/07/2021

Revisão:

Página: 2 - 4

RESPOSTA ÀS INFORMAÇÕES SOLICITADAS (PREENCHIDA PELA PROPRIETÁRIA DA INSTALAÇÃO)

(X) Assinalar os itens que podem ser implementados na subestação de acordo com o arranjo e espaço disponíveis.

1. Módulos de Manobra

<input type="checkbox"/> CT	Quantidade:	Tensão Prim/Sec/Ter (kV)	Arranjo Prim.:	Sec.:	Ter:
<input checked="" type="checkbox"/> EL	Quantidade: 02	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4		
<input type="checkbox"/> EL	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/> IB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/> CCS	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input checked="" type="checkbox"/> CRL	Quantidade: 02	Tensão (kV): 230	Arranjo: BD4		
<input type="checkbox"/> CRB	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/> CTA	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		
<input type="checkbox"/> CC	Quantidade:	Tensão (kV):	Arranjo:		

2. Módulos de Equipamentos

<input type="checkbox"/> Transformadores	Quantidade:	Potência (MVA):	Tensão Prim./Sec. (kV):	Fase:
<input checked="" type="checkbox"/> Reator	Quantidade: 2	Potência (Mvar): 5	Tensão (kV): 230	Fase: 3
<input type="checkbox"/> Reator	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/> Capacitor Shunt	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/> Capacitor Série	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:
<input type="checkbox"/> Compensador Síntrico	Quantidade:	Potência (Mvar):	Tensão (kV):	Fase:

3. Módulo de Infraestrutura Geral

Há necessidade de aquisição de terreno? ☐ Sim Área Prevista: _____
☒ Não

4. Outros

Há necessidade de adequação do arranjo? ☐ Sim Equipamentos Necessários: _____
☒ Não _____

**Formulário de Consulta sobre a
Viabilidade de Expansão de
Subestações**

Data: 12/07/2021

Revisão:

Página: 3 - 4

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

A SE BARREIRAS II possui disponibilidade, além dos 2 (dois) vãos de entradas de linha (EL) de 230 kV indicadas neste documento, para mais 5 (cinco) Vãos EL de 230 kV, 10 (dez) Vãos EL de 500 kV, 2 (dois) Vãos CT 500/230 kV e 2 (dois) Vãos CRB.

5. Observações.Rio de Janeiro, 01 de julho de 2021.**Data da Solicitação**

JOSE MARCOS
BRESSANE:60963255800

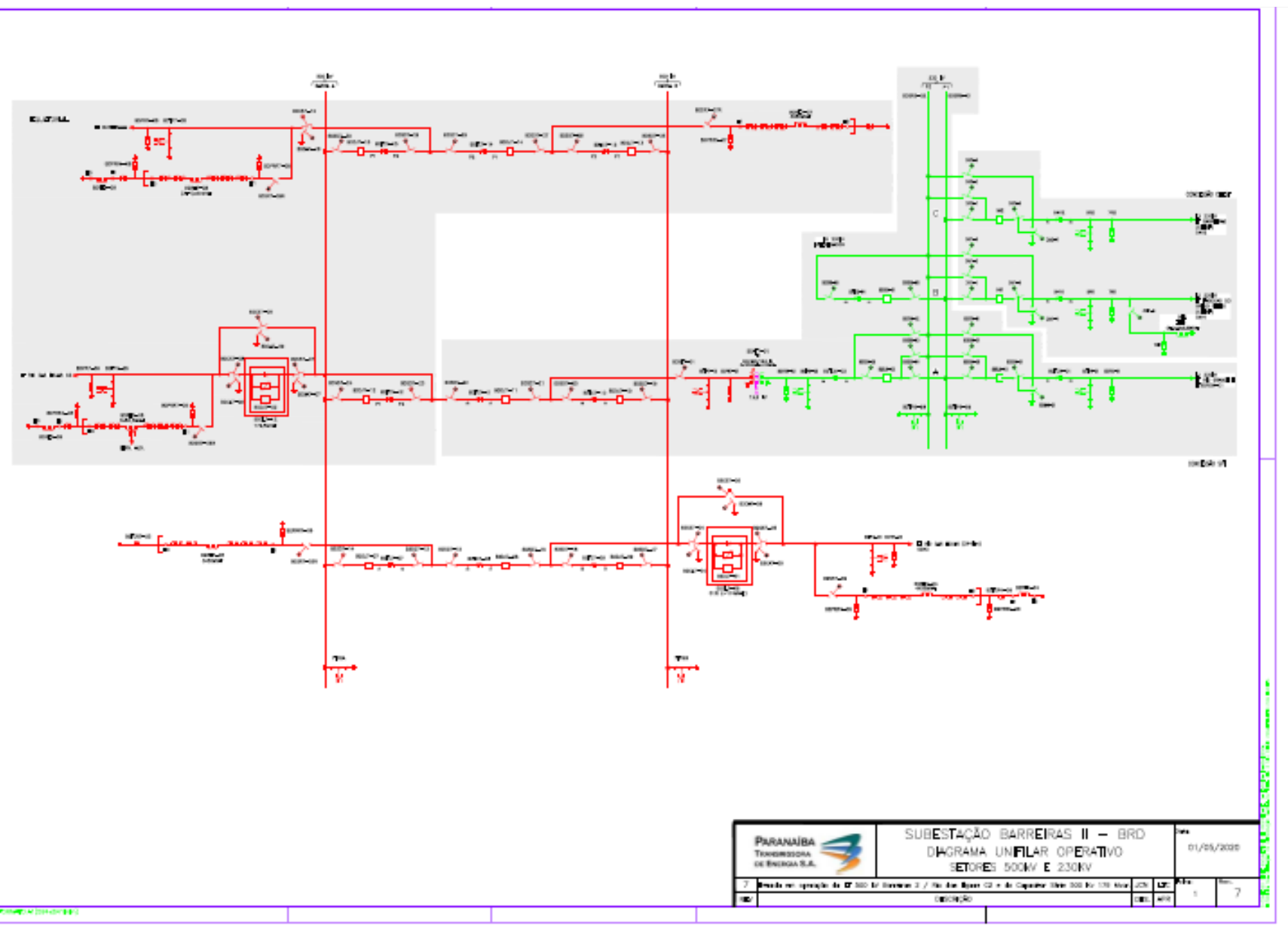
Assinado de forma digital por JOSE
MARCOS BRESSANE:60963255800
Dados: 2021.07.01 22:35:58 -03'00'

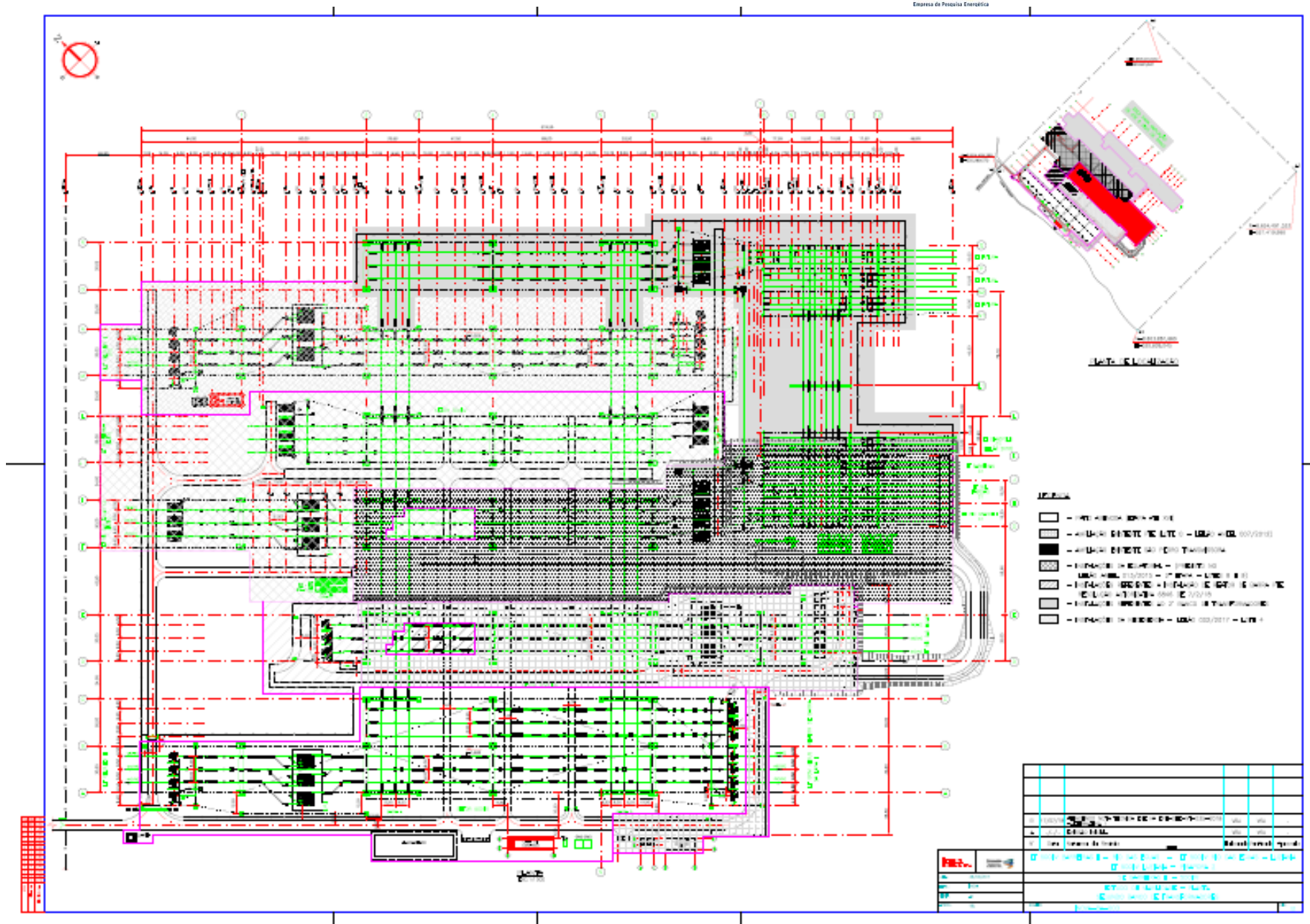
José Marcos Bressane**Superintendente****STE/DEE/EPE**Rio de Janeiro, 15 de julho de 2021**Data da Entrega do Formulário**

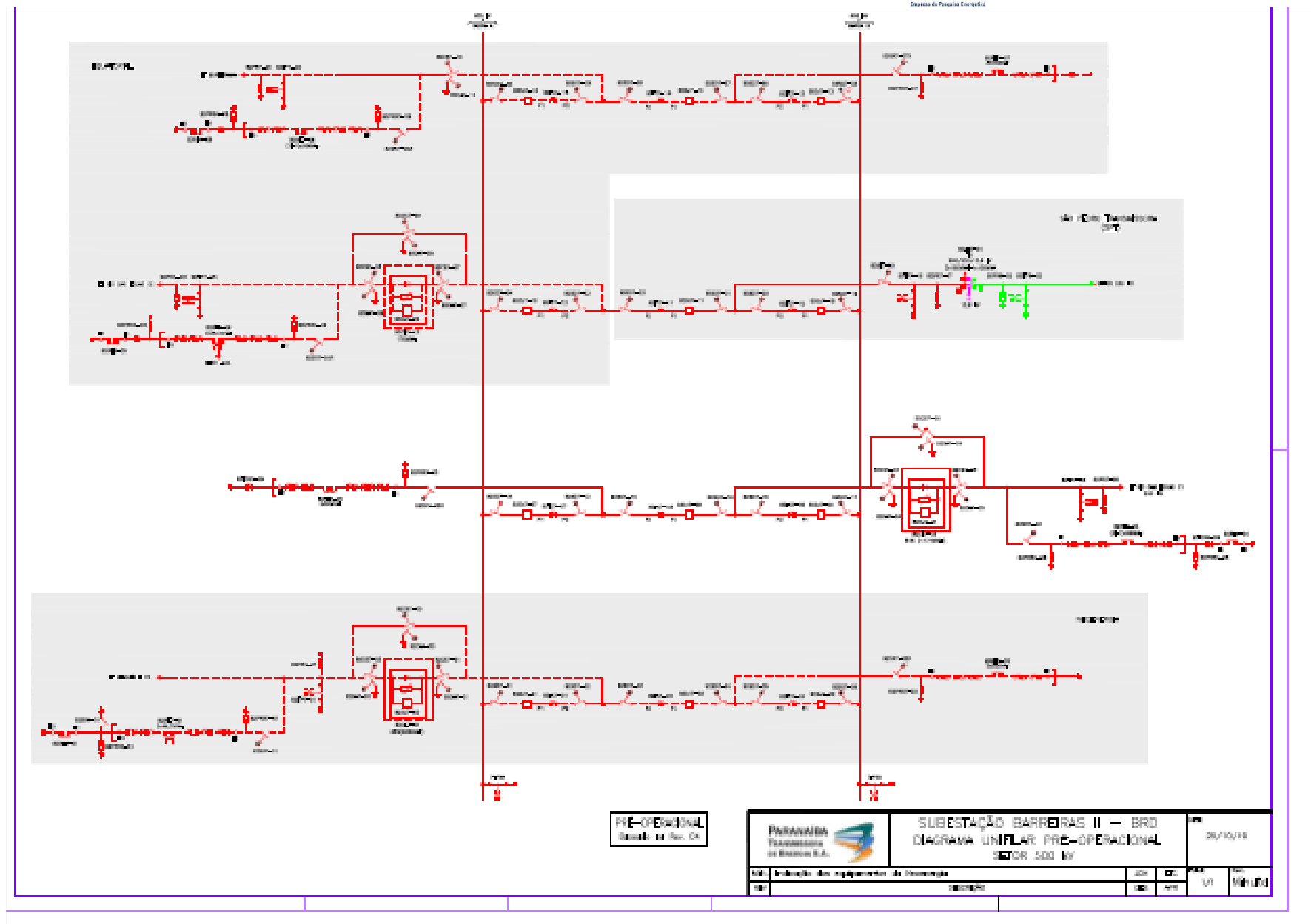
JOAO BATISTA GUIMARAES
FERREIRA DA
SILVA:17640121604

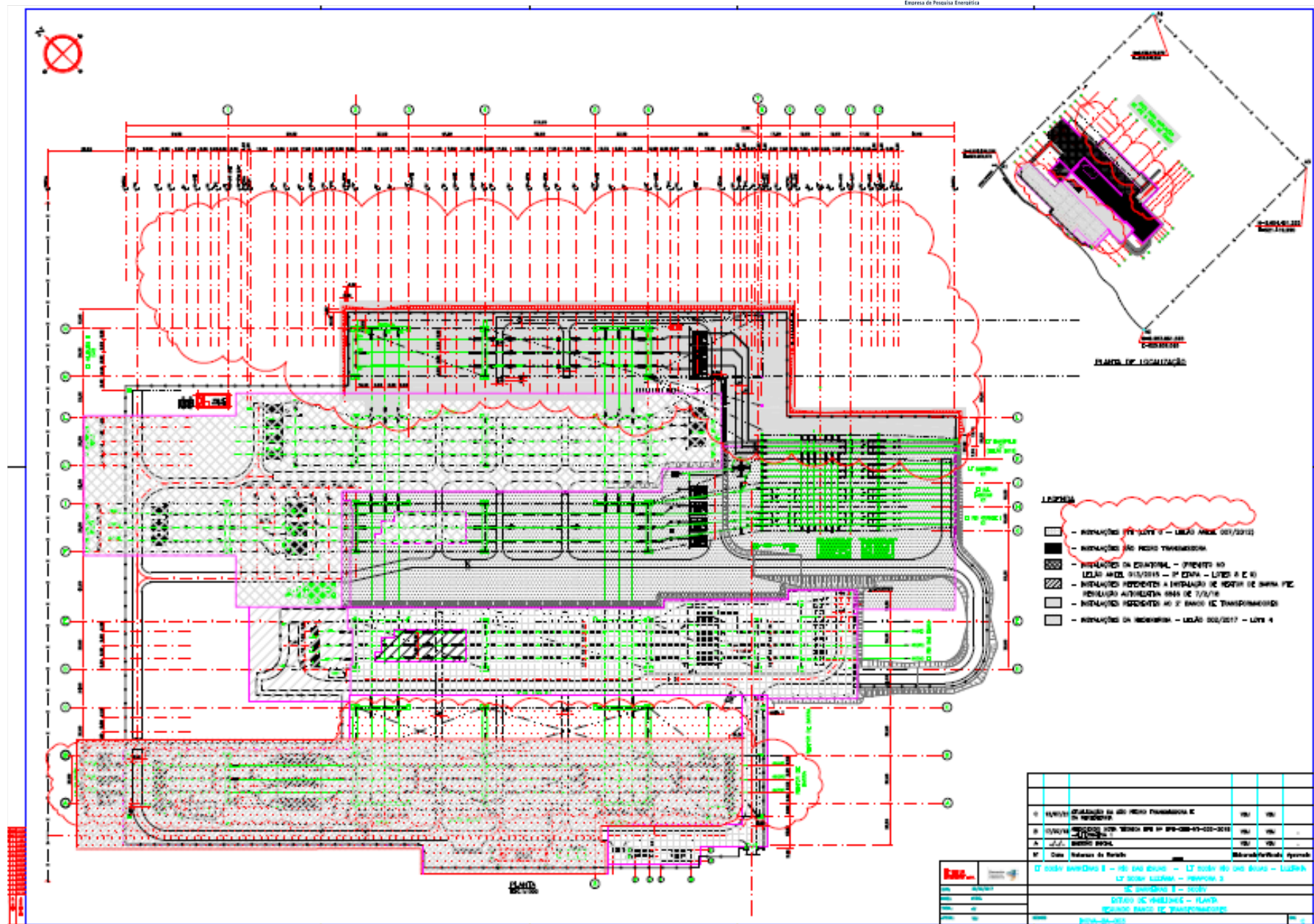
Assinado de forma digital por JOAO
BATISTA GUIMARAES FERREIRA DA
SILVA:17640121604
Dados: 2021.07.15 11:51:27 -03'00'

Assinatura do Responsável pelas Informações Solicitadas**Nome: João Batista G. Ferreira da Silva****Cargo: Diretor Técnico**



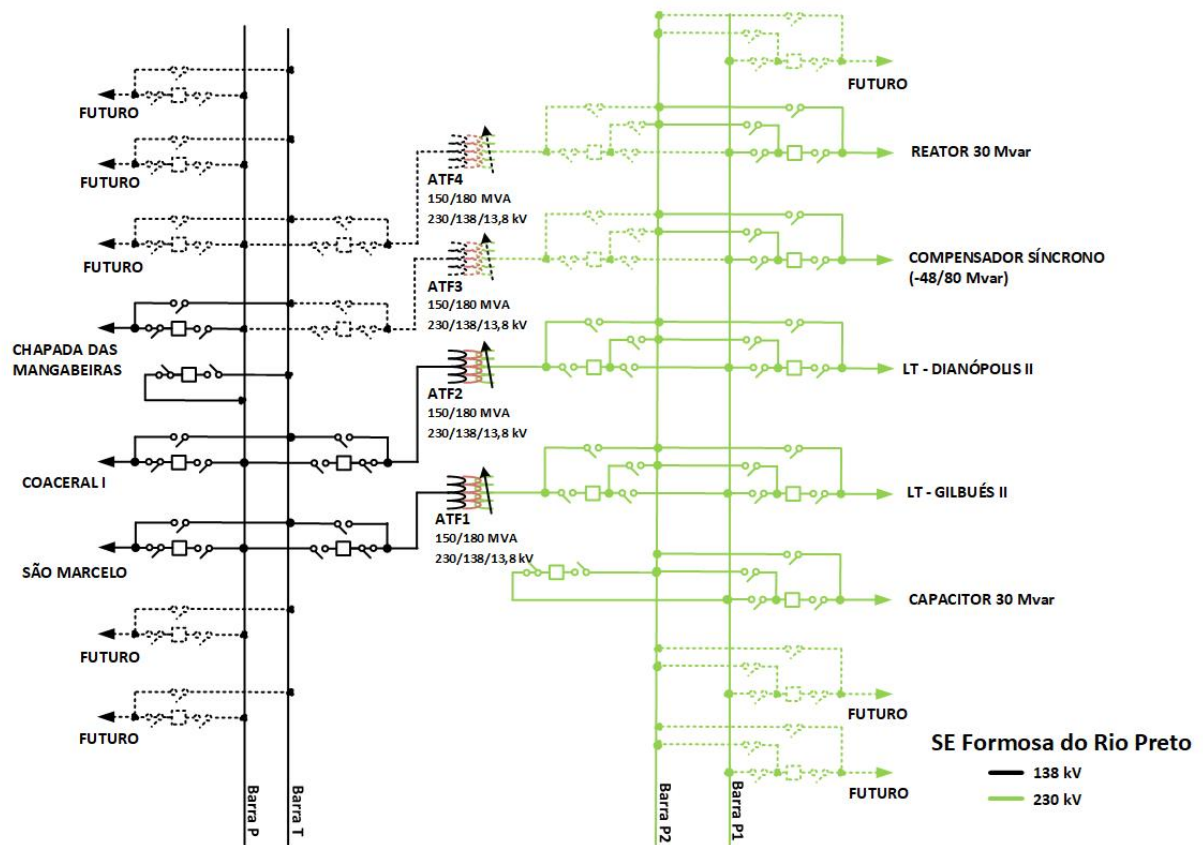






19.6 Arranjo da Nova Subestação Formosa do Rio Preto 230/138 kV

Área estimada: 300 m x 300m = 90.000 m²



19.7 Fichas PET

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENDIMENTO:	UF: BA
SE 230/138 kV FORMOSA DO RIO PRETO (Nova)	DATA DE NECESSIDADE: JAN/2026
	PRAZO DE EXECUÇÃO: 60 MESES

JUSTIFICATIVA:

ATENDIMENTO DA REGIÃO OESTE DA BAHIA E SUDESTE DO TOCANTINS, INSERIDOS NA ÁREA DENOMINADA MATOPIBA

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

1 IB (Interligação de Barras) 230 kV, Arranjo BD4	6.064,10
1° e 2° ATF 230/138 kV, (6+1R) x 50 MVA 1Φ	55.033,02
2 CT (Conexão de Transformador) 230 kV, Arranjo BD4	15.321,00
2 CT (Conexão de Transformador) 138 kV, Arranjo BPT	11.339,78
MIM - 230 kV	5.366,33
MIM - 138 kV	1.716,31
1 IB (Interligação de Barras) 138 kV, Arranjo BPT	4.615,53
MIG (Terreno Rural)	12.259,33
1 CC (Conexão de Compensador) 230 kV, Arranjo BD4	7.586,50
Compensador Síncrono 230 kV, 1 x (-48/+80) Mvar	40.308,89
1° Capacitor em Derivação 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	2.283,51
1° Reator de Barra 230 kV, 1 x 30 Mvar 3Φ	6.246,94
1 CCD (Conexão de Capacitor Derivação) 230 kV, Arranjo BD4	8.067,08
1 CRB (Conexão de Reator de Barra) 230 kV, Arranjo BD4	7.342,04

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS: 183.550,36

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

REFORÇOS PARA ATENDIMENTO ÀS CARGAS DE MATOPIBA

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2021.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENDIMENTO:

**LT 230 kV FORMOSA DO RIO PRETO - GILBUÉS II, C1
(Nova)**

UF: **BA - PI**

DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2026**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

ATENDIMENTO DA REGIÃO OESTE DA BAHIA E SUDESTE DO TOCANTINS, INSERIDOS NA ÁREA DENOMINADA MATOPIBA

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 212 km	150.331,32
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // Formosa do Rio Preto	3.104,04
MIM - 230 kV // Formosa do Rio Preto	1.788,78
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // Gilbués II	3.104,04
MIM - 230 kV // Gilbués II	1.788,78
MIG-A // Gilbués II	2.570,42
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // Formosa do Rio Preto	4.286,31
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ // Gilbués II	3.405,88
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Formosa do Rio Preto	8.442,29
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Gilbués II	8.442,29

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

187.264,15

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

REFORÇOS PARA ATENDIMENTO ÀS CARGAS DE MATOPIBA

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2021.

Sistema Interligado da Região NORDESTE

EMPREENHIMENTO:

LT 230 kV FORMOSA DO RIO PRETO - DIANÓPOLIS II, C1 (Nova)

UF: **BA - TO**

DATA DE NECESSIDADE: **JAN/2026**

PRAZO DE EXECUÇÃO: **60 MESES**

JUSTIFICATIVA:

ATENDIMENTO DA REGIÃO OESTE DA BAHIA E SUDESTE DO TOCANTINS, INSERIDOS NA ÁREA DENOMINADA MATOPIBA

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

Circuito Simples 230 kV, 1 x 795 MCM (TERN), 176 km	124.803,36
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 10 Mvar 3Φ // Formosa do Rio Preto	4.286,31
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // Formosa do Rio Preto	3.104,04
MIM - 230 kV // Formosa do Rio Preto	1.696,97
Reator de Linha Fixo 230 kV, 1 x 5 Mvar 3Φ // Dianópolis II	3.405,88
1 CRL (Conexão de Reator de Linha Fixo) 230 kV, Arranjo BD4 // Dianópolis II	3.104,04
MIM - 230 kV // Dianópolis II	1.696,97
MIG-A // Dianópolis II	2.526,07
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Formosa do Rio Preto	8.442,29
EL (Entrada de Linha) 230 kV, Arranjo BD4 // Dianópolis II	8.442,29

TOTAL DE INVESTIMENTOS PREVISTOS:

161.508,22

SITUAÇÃO ATUAL:

OBSERVAÇÕES:

REFORÇOS PARA ATENDIMENTO ÀS CARGAS DE MATOPIBA

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

[1] CUSTOS MODULARES DA ANEEL – MARÇO DE 2021.

19.8 Nota Técnica EPE/DEA/SMA 010/2021



Empresa de Pesquisa Energética

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA 001/2022

Análise Socioambiental do Estudo de Atendimento à Região de Matopiba

(Relatório R1)

Janeiro de 2022

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



**PÁTRIA AMADA
BRASIL**
GOVERNO FEDERAL



GOVERNO FEDERAL

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

MME/SPE

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo Sérgio Magalhães Domingues



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

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Heloísa Borges Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Livino

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

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar
Brasília - DF - CEP: 70.065-900

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54 - 5º Andar
Rio de Janeiro - RJ - CEP: 20090-003

NOTA TÉCNICA EPE/DEA/SMA

001/2022

**Análise Socioambiental
do Estudo de
Atendimento à Região de
Matopiba**

(Relatório R1)

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

Elisângela Medeiros de Almeida

Equipe Técnica

Carina Rennó Siniscalchi

Clayton Borges da Silva

Kátia Gisele Matosinho

Colaborador


Leonardo de Sousa Lopes

NT EPE-DEA-SMA 001/2022

06 de Janeiro de 2022

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

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

<i>EXECUÇÃO</i>  Empresa de Pesquisa Energética		
<i>PROJETO</i> ESTUDOS PARA ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO		
<i>ÁREA DE ESTUDO</i> ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL		
<i>NOTA TÉCNICA</i> NT DEA 001/2022		
<i>PRODUTO</i> ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL DO ESTUDO DE ATENDIMENTO À REGIÃO DE MATOPIBA		
<i>REVISÕES</i>	<i>DATA</i>	<i>DESCRIÇÃO SUCINTA</i>
Rev0	06/01/2022	Emissão Original

SUMÁRIO

SIGLÁRIO	6
1 INTRODUÇÃO	8
2 PROCEDIMENTOS	11
2.1 ÁREAS REFERENCIAIS PARA SUBESTAÇÕES	11
2.2 CORREDORES PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO	12
2.3 BASE DE DADOS UTILIZADA	12
3 CARACTERIZAÇÃO DAS ÁREAS DAS SUBESTAÇÕES	14
3.1 SUBESTAÇÃO 230/138 kV FORMOSA DO RIO PRETO	14
4 CARACTERIZAÇÃO DOS CORREDORES DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	19
4.1 LT 230kV DIANÓPOLIS II - FORMOSA DO RIO PRETO C1	20
4.2 LT 230 kV GILBUÉS II - FORMOSA DO RIO PRETO C1	33
5 REFERÊNCIAS	47
APÊNDICES	51
APÊNDICE A - TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 230/138 kV FORMOSA DO RIO PRETO - RELATÓRIO R1 / RELATÓRIO R3	51
APÊNDICE B - TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 230 KV DIANÓPOLIS II - FORMOSA DO RIO PRETO C1 - RELATÓRIO R1 / RELATÓRIO R3	53
APÊNDICE C - TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 230 KV GILBUÉS II - FORMOSA DO RIO PRETO C1- RELATÓRIO R1 / RELATÓRIO R3	55

SIGLÁRIO

Anac	Agência Nacional de Aviação Civil
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANM	Agência Nacional de Mineração
APA	Área de Proteção Ambiental
CAR	Cadastro Ambiental Rural
Cecav	Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas
CNPMS	Embrapa Milho e Sorgo
CNSA	Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos
CPRM	Serviço Geológico do Brasil
C1	1º circuito
C2	2º circuito
Decea	Departamento de Controle do Espaço Aéreo
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESEC	Estação Ecológica
FBDS	Fundação Brasileira de Desenvolvimento Sustentável
FCP	Fundação Cultural Palmares
Funai	Fundação Nacional do Índio
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
Iphan	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Inema	Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos
LT	Linha de Transmissão
MDR	Ministério do Desenvolvimento Regional
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
PA	Projeto de Assentamento Rural
PBZPA	Plano Básico de Zona de Proteção de Aeródromo
OSM	Open Street Map
R1	Viabilidade técnico-econômica e socioambiental
R2	Detalhamento técnico da alternativa de referência
R3	Definição da diretriz de traçado e análise socioambiental para linhas de transmissão e subestações

R4	Caracterização do sistema de transmissão
R5	Custos fundiários
SE	Subestação de Energia
Sicar	Sistema Nacional de Cadastro Ambiental Rural
Sigel	Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico
SMA	Superintendência de Meio Ambiente
STE	Superintendência de Transmissão de Energia Elétrica
UC	Unidade de Conservação

1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta a análise socioambiental das Linhas de Transmissão (LTs) e Subestações de Energia (SE) indicadas para o atendimento à região denominada MATOPIBA, região de grande potencial agrícola, que engloba o oeste da Bahia, sudeste do Tocantins e sul do Maranhão e Piauí, considerando a projeção de crescimento de carga das distribuidoras Coelba/Neoenergia, Energisa TO, Equatorial MA e Equatorial PI, no período 2026-2036.

O relevo predominantemente plano e os períodos seco e úmido bem definidos, contribuíram para que atividade agrícola venha se intensificando nos últimos anos. Atualmente, o cultivo de grãos, como soja e milho e o algodão, se apresenta como a principal atividade econômica da região, aumentando a produção a cada ano. Essa é uma região para a qual o fornecimento de energia é bastante limitado, com forte utilização de geração a diesel.

Com base no potencial agrícola da região, o Ministério de Desenvolvimento Regional, com o objetivo de alavancar a agricultura irrigada, anunciou em 2019, que ao oeste da Bahia receberá o primeiro polo de irrigação da região Nordeste (MDR, 2019). A mecanização e a implantação de grandes sistemas de irrigação através dos pivôs centrais representam um grande aumento da demanda de energia elétrica nessa região.

Os estudos elétricos realizados pela Superintendência de Transmissão de Energia (STE) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indicaram a necessidade de uma nova subestação no município de Formosa do Rio Preto (Bahia) e duas linhas de transmissão em 230 kV conectando a nova subestação Formosa do Rio Preto com as SEs Dianópolis II (Tocantins) e Gilbués II (Piauí).

Os relatórios R1 fazem parte da etapa inicial do planejamento, contemplando estudos que recomendam novas LTs e SEs. Na sequência, normalmente são elaborados os relatórios R2, R3, R4 e R5 para esses empreendimentos, que apresentam: o detalhamento técnico da alternativa de referência (R2); as análises socioambientais mais detalhadas e traçados referenciais para as linhas de transmissão e localização das subestações (R3); caracterização do sistema de transmissão existente (R4); e os custos fundiários (R5). Assim, com relação aos estudos socioambientais, os Relatórios R3 apresentam uma avaliação mais aprofundada desses empreendimentos, de forma a subsidiar a licitação dos empreendimentos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Merece destaque o fato do licenciamento ambiental ocorrer em uma etapa posterior à licitação, sendo de responsabilidade da empresa concessionária.

A área estudada neste relatório, contempla as análises socioambientais de uma nova SE e duas LTs planejadas. Ao total, são aproximadamente 390 km de extensão de novas LTs, ambas em circuito simples e com tensão de 230 kV.

A Tabela 1 a seguir apresenta a subestação planejada e, a

Tabela 2, as duas linhas de transmissão planejadas.

Tabela 1 – Subestação planejada

Subestação planejada	Tensão (kV)	Município
SE Formosa do Rio Preto	230/138 kV	Formosa do Rio Preto – BA

Tabela 2 – Linhas de transmissão planejadas

Linha de Transmissão	Nº de circuitos	Tipo de Circuitos	Extensão aproximada (km)
Dianópolis II - Formosa do Rio Preto	1	C1	176
Gilbués II - Formosa do Rio Preto	1	C1	212

A Figura 1 apresenta os traçados esquemáticos das LTs, assim como a posição da SE Existente Gilbués II, da SE em construção¹ Dianópolis II e a localização referencial para a SE Formosa do Rio Preto.

¹ De acordo com a previsão do DMSE de dezembro de 2021, a SE Dianópolis II deve entrar em operação em junho de 2023.

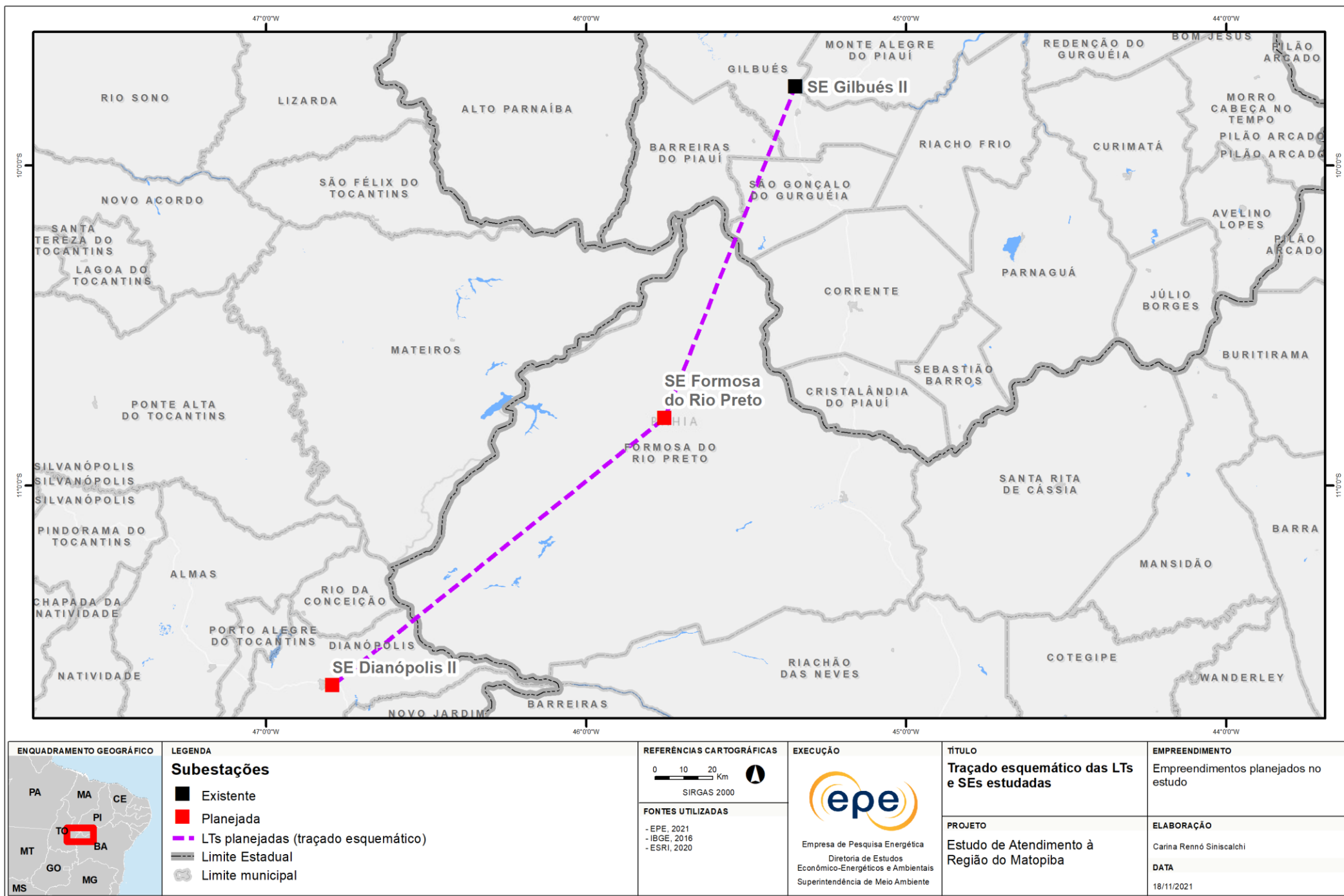


Figura 1 – Localização referencial dos empreendimentos planejados

2 PROCEDIMENTOS

Nos relatórios R1, as análises socioambientais têm caráter preliminar e focam na região de ocorrência dos empreendimentos para **a definição de corredores de estudo para LTs** e de **áreas referenciais circulares para SEs** a partir de dados secundários.

Por meio de **ferramentas de Sistema de Informações Geográficas (SIG)** e com o auxílio de **imagens de satélite** e **bases cartográficas** dos temas mais relevantes do ponto de vista socioambiental, foram realizadas avaliações que levantaram as regiões promissoras para implantação da SE planejada e que nortearam o delineamento dos corredores de estudo para as LTs, considerando premissas indicadas nos estudos elétricos.

2.1 Áreas referenciais para subestações

As áreas referenciais para SEs delimitam regiões circulares que, de acordo com as premissas adotadas e informações disponíveis, são consideradas mais adequadas para a seleção de alternativas de terrenos durante a elaboração dos relatórios R3².

Sua localização está vinculada aos estudos elétricos, que indicam locais preliminares que conferem o melhor desempenho elétrico da alternativa de interligação de acordo com a configuração da rede. Essas áreas são o ponto de partida para os estudos socioambientais, buscando-se, nos arredores, locais preferencialmente sem restrições socioambientais e com topografia favorável para a construção da subestação.

A caracterização dessas áreas contempla aspectos determinantes para a sua delimitação, representação dos temas principais por mapas e figuras e a localização das áreas de sensibilidade socioambiental e/ou restritivas para a implantação do empreendimento. Ao final, são listadas as recomendações para a escolha da área da subestação a ser apontada no relatório R3.

² Ressalta-se que os terrenos poderão se situar em locais externos à área indicada, nos casos em que esta opção se apresentar mais favorável, devendo ser apresentadas justificativas.

2.2 Corredores para linhas de transmissão

Os corredores delimitam as regiões a serem atravessadas pelas LTs que, de acordo com as premissas adotadas e informações disponíveis, são consideradas as mais adequadas para a indicação de traçados durante a elaboração dos relatórios R3³.

Os corredores foram delineados por meio da **metodologia de análise de convergência**⁴, no sentido de possibilitar alternativas a serem indicadas durante elaboração dos relatórios R3. Essa atividade foi apoiada em base de dados existentes e na área núcleo de desertificação de Gilbués que será mais detalhada no capítulo 4.

Os corredores foram desenvolvidos com largura de 15 km. Além do afastamento de áreas de maior sensibilidade socioambiental, quando viável, buscou-se proximidade com LTs existentes e rodovias visando à redução da abertura de novos acessos e a minimização do cruzamento com infraestruturas lineares e corpos d'água.

A caracterização dos corredores contempla mapas de temas relevantes, aspectos determinantes para a sua delimitação e a localização das áreas de sensibilidade socioambiental e/ou restritivas para a implantação do empreendimento. Ao final, são apresentadas as recomendações para o traçado das diretrizes das LTs quando da elaboração de seus respectivos relatórios R3.

2.3 Base de dados utilizada

Para os corredores e a delimitação das áreas propostas para subestações, além da elaboração das figuras e tabelas e da realização das análises socioambientais, foram consultadas e/ou utilizadas informações das seguintes bases de dados:

- Aeródromos Públicos e Privados (Anac, 2021)
- Basemap (ArcMap) (ESRI, 2021)
- Base Cartográfica Integrada do Brasil ao Milionésimo Digital, incluindo hidrografia, divisão territorial, áreas militares e sistema viário (IBGE, 2009)
- Cadastro Ambiental Rural (Sicar, 2021)

³ Ressalta-se que os traçados poderão se situar na área externa ao corredor indicado, nos casos em que esta opção se apresentar mais favorável, devendo ser apresentadas justificativas.

⁴ Baseia-se na análise individual de dois ou mais analistas que, de forma independente, elaboram suas proposições de traçado ou localização de SE. Posteriormente, as propostas locais e respectivos critérios de definição são confrontados e discutidos com vistas à redução de subjetividades, de modo a se convergir para resultados com maior ganho de efetividade na definição de traçados preliminares para comparação de alternativas elétricas, bem como para definição de corredores e áreas referenciais de subestações no âmbito do Relatório R1.

- Cavidades Naturais Subterrâneas (Cecav, 2021)
- Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro (CPRM, 2010)
- Ferrovias (OSM, 2019)
- Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil (Embrapa, 2017)
- Hidrografia (OSM, 2019)
- Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas (EPE, 2021)
- Mapa de Geodiversidade Estadual (CPRM, 2010)
- Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação do Patrimônio Espeleológico (ICMBio, 2018)
- Mapa de Pivôs Centrais de Irrigação (ANA e CNPMS, 2019)
- Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros (FBDS, 2013)
- Municípios Brasileiros (IBGE, 2020)
- Potencialidade de Ocorrência de Cavernas no Brasil (Cecav, 2012)
- Processos Minerários (ANM, 2021)
- Projetos de Assentamento (Incra, 2021a)
- Rede Viária (OSM, 2019)
- Relevo sombreado (Inpe, 2011)
- Reserva Particular do Patrimônio Natural (ICMBio, 2021)
- Sítios arqueológicos georreferenciados (Iphan, 2021a)
- Terras Indígenas (Funai, 2021)
- Territórios Quilombolas (Incra, 2021b)
- Unidades de Conservação Federais, Estaduais e Municipais (MMA, 2021; Eletrobras, 2011)
- Zonas de Amortecimento de Unidades de Conservação definidas em Planos de Manejo (EPE, 2021)
- Unidades de Geração Elétrica (Aneel, 2021)

3 CARACTERIZAÇÃO DAS ÁREAS DAS SUBESTAÇÕES

O presente estudo envolve três subestações, uma existente e duas planejadas, sendo uma já em construção. A Tabela 3 apresenta a localização das subestações que compõem o estudo.

Tabela 3 – Subestações envolvidas no estudo

Subestação	Situação	Coordenadas		Município
		Latitude	Longitude	
Dianópolis II	Planejada (em construção)	11°37'29"S	46°47'31"O	Dianópolis/TO
Formosa do Rio Preto	Planejada	10°47'17"S	45°45'14"O	Formosa do Rio Preto/BA
Gilbués II	Existente	9°45'11"S	45°20'47"O	Gilbués/PI

Nota: As coordenadas da subestação Formosa do Rio Preto referem-se ao ponto central da área referencial indicada neste estudo.

A seguir, é apresentada a caracterização da área referencial para a SE planejada Formosa do Rio Preto, que deverá ser detalhada no respectivo relatório R3, de forma a subsidiar a indicação da melhor localização para esse empreendimento. Caso no Relatório R3 seja indicada localização da SE fora da área referencial apresentada neste estudo, deverá constar justificativa fundamentada para tal.

3.1 SUBESTAÇÃO 230/138 kV FORMOSA DO RIO PRETO

A SE Formosa do Rio Preto, de **tensão de transformação 230/138 kV**, está planejada para ser implantada no ano de 2026 e tem a função de atender à região de Matopiba.

A localização referencial foi baseada na previsão de mercado da região. Assim, sugere-se avaliar *in loco*, quando da elaboração do Relatório R3, uma área circular com **raio de 5 quilômetros** no entorno do ponto de coordenadas 10° 47' 17"S e 45° 45' 14"O. Importante frisar que essas coordenadas representam apenas o ponto central da área em estudo (área circular assinalada na Figura 3), não devendo ser confundida como sugestão de terreno para alocação da subestação.

Para a validação da área referencial recomendada para a SE, foram considerados os seguintes aspectos: distanciamento da Área de Proteção Ambiental do Rio Preto; declividade, uso do solo, otimização das futuras interligações associadas à SE; proximidade com acessos e menor interferência com vegetação nativa.

Infraestrutura e localização

A área referencial para a SE se localiza no **município de Formosa do Rio Preto/Bahia**, ao sul da rodovia estadual **BA-225** que é o principal **acesso rodoviário à região**. Há também na área de estudo estradas não pavimentadas de acesso às áreas de produção e sedes de fazendas (Figura 2).

Não foram identificadas ferrovias, dutos ou aeródromos na área referencial para a implantação da SE Formosa do Rio Preto.



Figura 2 – Detalhe de rodovia não pavimentada no interior da área referencial para a Subestação Formosa do Rio Preto

Vegetação e uso do solo

A área referencial para a SE Formosa do Rio Preto está localizada na zona rural na região da Chapada das Mangabeiras, onde o uso do solo é majoritariamente destinado à agricultura intensiva. São observados pequenos fragmentos de vegetação não florestal, associadas às reservas legais declaradas no Cadastro Ambiental Rural (Sicar, 2021).

Meio físico e Processos minerários

A SE Formosa do Rio Preto está planejada para ser implantada em uma área com declividade plana (0 a 3%). Em relação aos processos minerários, não há polígonos registrados na Agência Nacional de Mineração (ANM) sobrepostos à área referencial para a subestação.

Áreas protegidas e com restrições legais

A Área de Proteção Ambiental do Rio Preto, unidade de conservação de uso sustentável, está localizada a cerca de 1 km da área referencial para a SE (Figura 3).

Na área referencial, ou mesmo em suas proximidades (considerando os limites conforme definido no Anexo I da Portaria Interministerial nº 60, de 24/03/2015), não foi observada a presença de terras indígenas ou territórios quilombolas (FUNAI, 2021 e INCRA, 2021). Da mesma forma, não foram identificados projetos de assentamento rural (INCRA, 2021), cavernas mapeadas pelo CECav (CECAV, 2021).

Na lista de Comunidades Quilombola Certificadas, consta uma comunidade no município Formosa do Rio Preto, denominada Buritizinho/Barra do Brejo, certificada desde 2018 (FCP, 2021).

Conforme dados do Cadastro Ambiental Rural - Sicar (2021) existem áreas de **Reserva Legal** e áreas de vegetação nativa cuja interferência direta deverá ser evitada no processo de escolha de localização da subestação planejada.

Mediante consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do *site* do Iphan, não constam sítios georreferenciados dentro da área de estudo (IPHAN, 2021a). Informa-se que o referido *site* ainda dispõe de um sistema de busca de sítios arqueológicos por município, sem representação cartográfica, e que, após consulta realizada, foram identificados 6 sítios arqueológicos localizados no município Formosa do Rio Preto (IPHAN, 2021b).

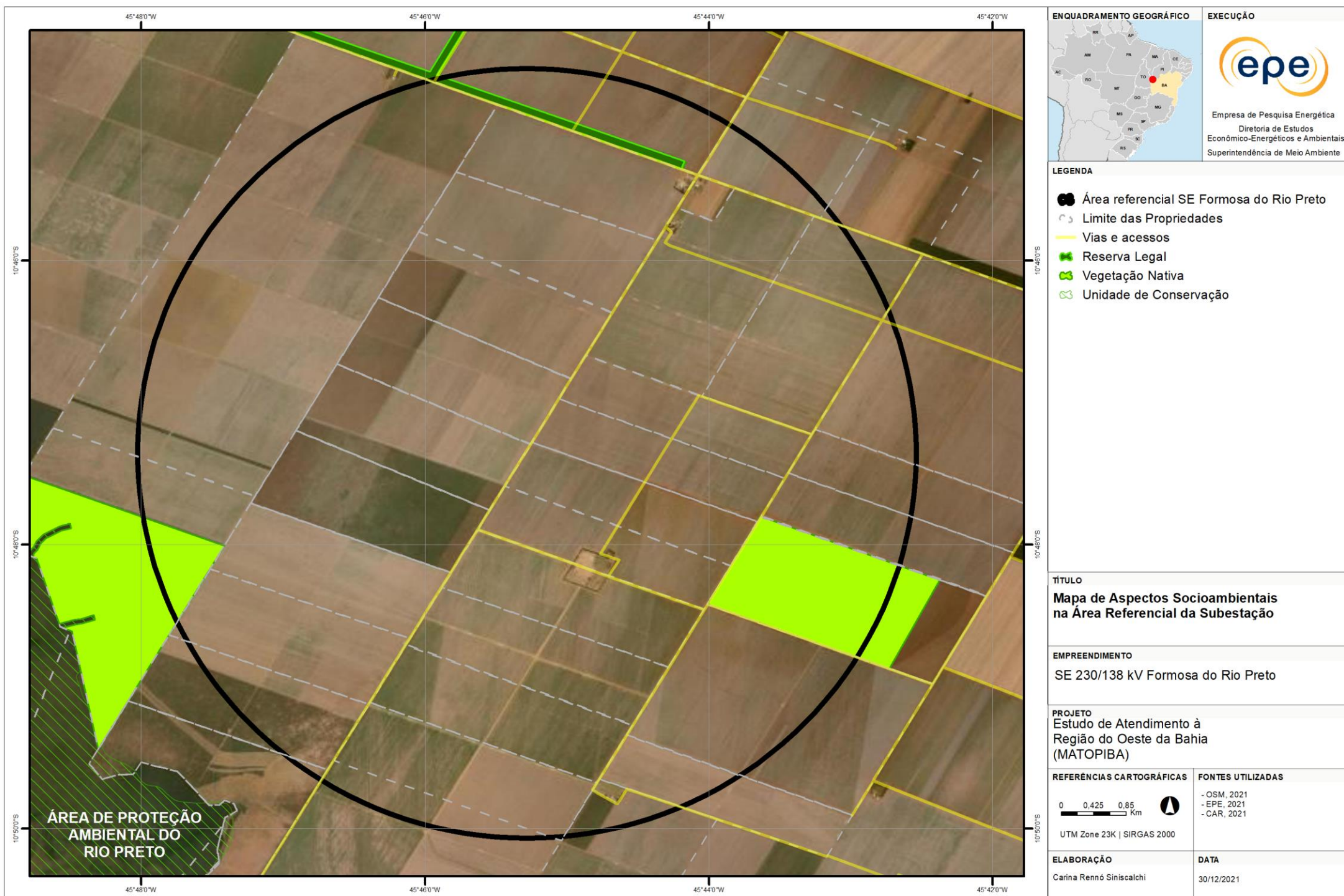


Figura 3 – Aspectos socioambientais relevantes na SE Formosa do Rio Preto

Recomendações para os Relatórios R3

Deverão ser estudados criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, as opções de localização da SE, escolhendo-se a(s) alternativa(s) de terreno mais viável(is) do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para indicação de local de implantação da SE Formosa do Rio Preto:

- Considerar as dimensões estimadas para a alocação da SE Formosa do Rio Preto no Relatório R1 “Estudo de Atendimento à Região de Matopiba” da qual a presente nota técnica é parte integrante.
- Considerar o layout da SE Formosa do Rio Preto proposto no Relatório R1 “Estudo de Atendimento à Região de Matopiba”, de forma a posicionar a subestação compatibilizando da melhor forma com as diretrizes das LTs planejadas.
- Buscar afastamento de locais de concentração de habitações e benfeitorias rurais.
- Evitar interferência com vegetação nativa, principalmente as áreas destinadas às reservas legais das propriedades rurais.
- Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.

4 CARACTERIZAÇÃO DOS CORREDORES DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Os subitens seguintes apresentam a caracterização dos corredores em estudo, referentes às LTs planejadas para ligação entre duas subestações. Foram elaborados textos e mapas contemplando as principais características socioambientais das regiões. Na definição dos traçados dos corredores, foi utilizado o procedimento de análise de convergência, conforme detalhado no item **Erro! Fonte de referência não encontrada.** desta Nota Técnica.

Os corredores propostos representam as delimitações geográficas resultantes das análises socioambientais das regiões, dentro das quais foram identificadas opções factíveis e menos impactantes de traçado para as LTs planejadas. Tais corredores deverão ser estudados com maior nível de detalhamento durante a elaboração dos relatórios R3, de modo que sejam definidas as diretrizes preliminares para os traçados das Linhas de Transmissão. Caso seja indicada localização da diretriz fora dos corredores definidos neste estudo, deverá constar no Relatório R3 justificativa fundamentada para tal.

4.1 LT 230kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1

A ligação entre a SE Dianópolis II (em construção) e a SE planejada Formosa do Rio Preto está prevista para ser realizada em um **circuito simples de 230 kV**. A função elétrica dessa nova LT será o atendimento às cargas da região denominada Matopiba, região de grande potencial agrícola.

Não foram realizados estudos de alternativa de corredor tendo em vista que o proposto explora uma faixa de passagem entre duas unidades de conservação, priorizando áreas já antropizadas e com maior disponibilidade de rodovias e vias vicinais minimizando a necessidade de abertura de novos acessos em áreas naturais.

O corredor da a LT 230kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1 possui **15 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **176 km de extensão**. Para facilitar sua descrição e apresentação das avaliações socioambientais, a área do corredor foi dividida em dois trechos: sudoeste (entre a SE Dianópolis II e o alto do Chapadão Ocidental da Bahia), e o trecho nordeste (entre o Chapadão Ocidental da Bahia e a SE Formosa do Rio Preto).

A partir da SE planejada Dianópolis II, o corredor segue, inicialmente, na direção leste por aproximadamente 30km até o sopé do Chapadão Ocidental da Bahia, na sequência o corredor deflete para norte afim de acompanhar a infraestrutura viária já existente por aproximadamente 30km. Já no topo da chapada, o corredor deflete para nordeste para onde avança por aproximadamente 50km, deflete na direção leste por cerca de 35km e novamente a nordeste por aproximadamente 30 km até a SE planejada Formosa do Rio Preto.

Infraestrutura e localização

O corredor Dianópolis II – Formosa do Rio Preto localiza-se nos estados de Tocantins e Bahia. Abrange **quatro municípios**, duas regiões geográficas intermediárias e três regiões geográficas imediatas (Tabela 4).

Tabela 4 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 230kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1

UF	Região Geográfica		Município
	Intermediária	Imediata	
TO	Oriental do Tocantins	Jalapão	Mateiros
		Dianópolis	Dianópolis

UF	Região Geográfica		Município
	Intermediária	Imediata	
BA	Extremo Oeste Baiano	Barreiras	Formosa do Rio Preto

O extremo oeste do corredor abrange a área urbana de Dianópolis, entretanto o trecho destinado à construção do empreendimento fica fora da área de influência deste perímetro urbano.

A SE Dianópolis II, já contratada e em construção, está localizada às margens da rodovia estadual TO-040 e a um quilômetro da rodovia TO-110. A SE planejada Formosa do Rio Preto se localiza na região da Chapada das Mangabeiras, no município de Formosa do Rio Preto e seu acesso poderá ser feito por meio de diversas estradas vicinais a partir da rodovia estadual BA-225. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 5 a seguir.

Tabela 5 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 203 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1

Subestação	Status ¹	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Dianópolis II	Planejada	11°37'29" S	46°47'31" O	Dianópolis	TO
Formosa do Rio Preto	Planejada	10°47'17" S	45°45'14" O	Formosa do Rio Preto	BA

¹As coordenadas da subestação planejada referem-se ao ponto central da área de estudo proposta para a subestação.

O corredor apresenta apoio rodoviário regular, constituído pelas rodovias estaduais TO-110 e BA-458, estradas municipais, vias secundárias de acesso a propriedades rurais e áreas de produção agrícola. Esta malha viária pode ser utilizada para a implantação da futura LT reduzindo a necessidade de abertura de novos acessos e seus respectivos impactos socioambientais. Como apresentado na Figura 4, parte das rodovias abrangidas pelo corredor não são pavimentadas.



Coordenadas: 11°22'01"S / 46°34'20"O

Visada: Noroeste

Fonte: Google StreetView, 2021

Figura 4 – Rodovia TO-110 não pavimentada no Chapadão Ocidental da Bahia.

O aeroporto de Dianópolis, localizado 6 km a oeste da área da Subestação Dianópolis II, é abrangido pelo corredor. Embora não esteja dentro do corredor, o aeródromo do grupo Shimohira, destinado ao uso das propriedades rurais da região, localiza-se próximo à rodovia TO-110, na divisa dos estados da Bahia e Tocantins. Como sua zona de proteção pode se sobrepor à área do corredor, deve ser considerado na definição da diretriz. Por esse motivo deve-se avaliar os respectivos Planos Básicos de Zona de Proteção de Aeródromo (PBZPAs) tanto do aeroporto de Dianópolis, como do aeródromo do grupo Shimohira, bem como qualquer outro aeródromo que possa vir a ser identificado na região. A Instrução do Comando da Aeronáutica (ICA) 11-408, cuja edição foi aprovada por meio da Portaria nº 1.424/GC3 do Departamento de Controle do Espaço Aéreo (Decea), de 14 de dezembro de 2020, define os critérios de análise técnica da área de aeródromos. A Figura 5 apresenta as principais obras de infraestrutura na área do corredor

O corredor abrange três LTs planejadas, que devem ser ligadas à SE planejada Dianópolis II. A Tabela 6 apresenta a relação das LTs planejadas que devem ser conectadas à referida SE).

Tabela 6 – Linhas de transmissão planejadas abrangidas pelo corredor da LT 230kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1

Status	Tensão	Ligação
Em Construção	230kV	LT 230 kV Dianópolis II - Palmas, C1
		LT 230 kV Dianópolis II - Gurupi, C1
		LT 230 kV Dianópolis II - Barreiras II, C1

Vegetação e uso do solo

A área de estudo é integralmente situada no bioma cerrado havendo áreas com formação florestal especialmente nas proximidades da SE planejada Dianópolis II, além da ocorrência de vegetação de porte arbóreo e matas de galeria próximas aos cursos d'água. Caracteriza-se também grande ocorrência de áreas campestres ao longo do corredor e formações savânicas especialmente nas áreas da APA do Rio Preto. Considerável trecho do corredor situa-se no alto do Chapadão Ocidental da Bahia onde o uso do solo se destina à atividade agrícola composta por lavouras temporárias restritas às áreas de chapada (Figura 6).

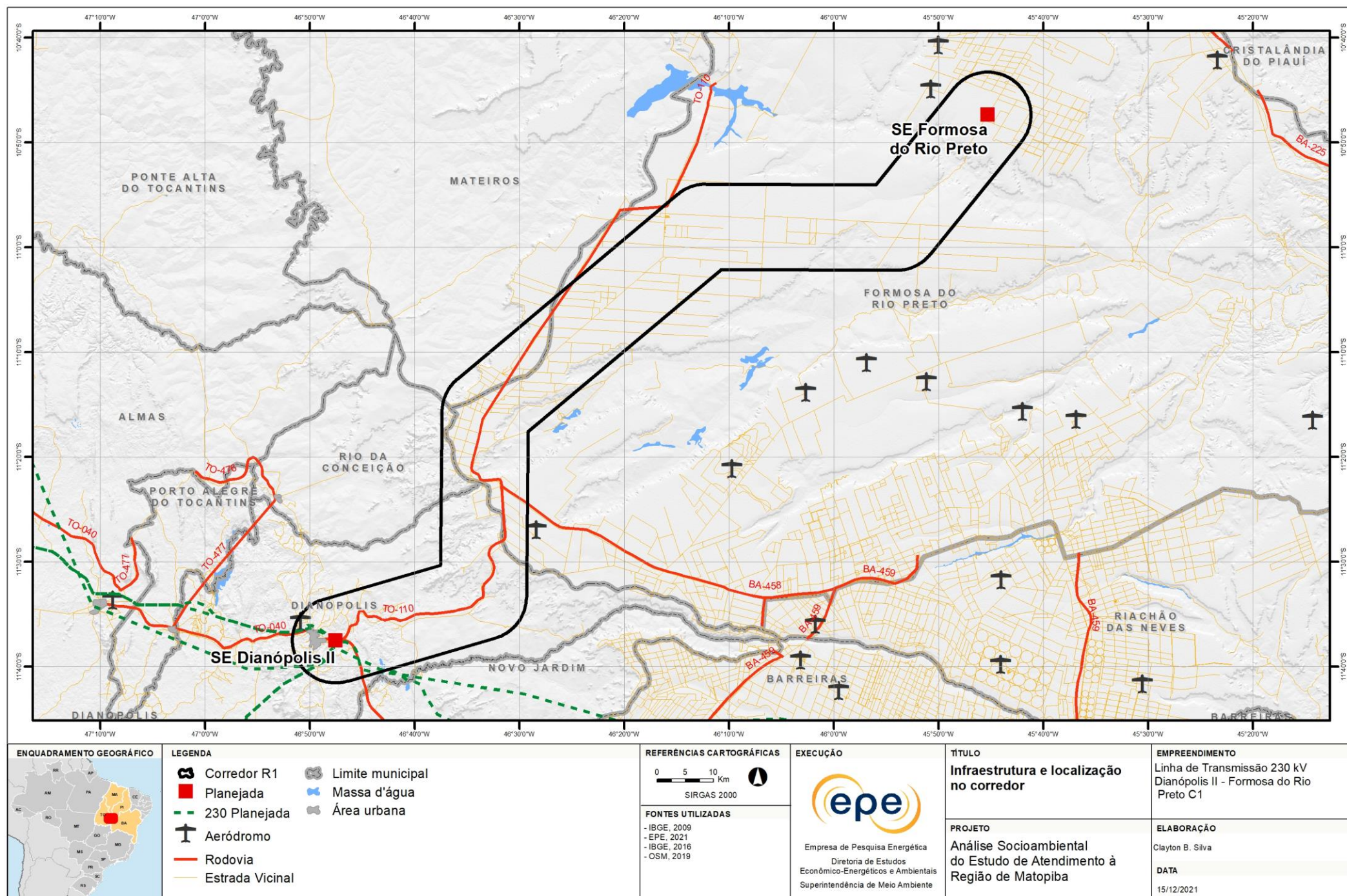


Figura 5 – Infraestrutura e localização no corredor da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1

Meio Físico

O Chapadão Ocidental da Bahia é a principal unidade de relevo do corredor e se caracteriza pela superfície plana que se desenvolve em platôs entremeados a vales fluviais com amplitudes altimétricas que variam de 100 a 300 metros. Esta formação se caracteriza pelo predomínio de sedimentos arenosos resultando em alta porosidade do solo. O relevo se mostra mais movimentado na região de Dianópolis onde observam-se trechos dominados por colinas dissecadas e pequenos morros com amplitude altimétrica de 30 a 80 metros e solos predominantemente argilosos. São observadas vertentes íngremes na subida da chapada - trecho conhecido por Serra Geral de Goiás - entre Dianópolis e Formosa do Rio Preto. Essa área se caracteriza por zonas de contato entre diferentes patamares da chapada (Figura 7). A forte inclinação do relevo neste trecho associado ao solo arenoso favorece a ocorrência de intensos processos erosivos. Por suas características naturais, este trecho apresenta elevado potencial paisagístico, fato que deve ser considerado no estabelecimento da diretriz.

O rio Sapão é o principal curso d'água presente no corredor, está localizado em seu trecho nordeste, cortando-o no sentido noroeste - sudeste.

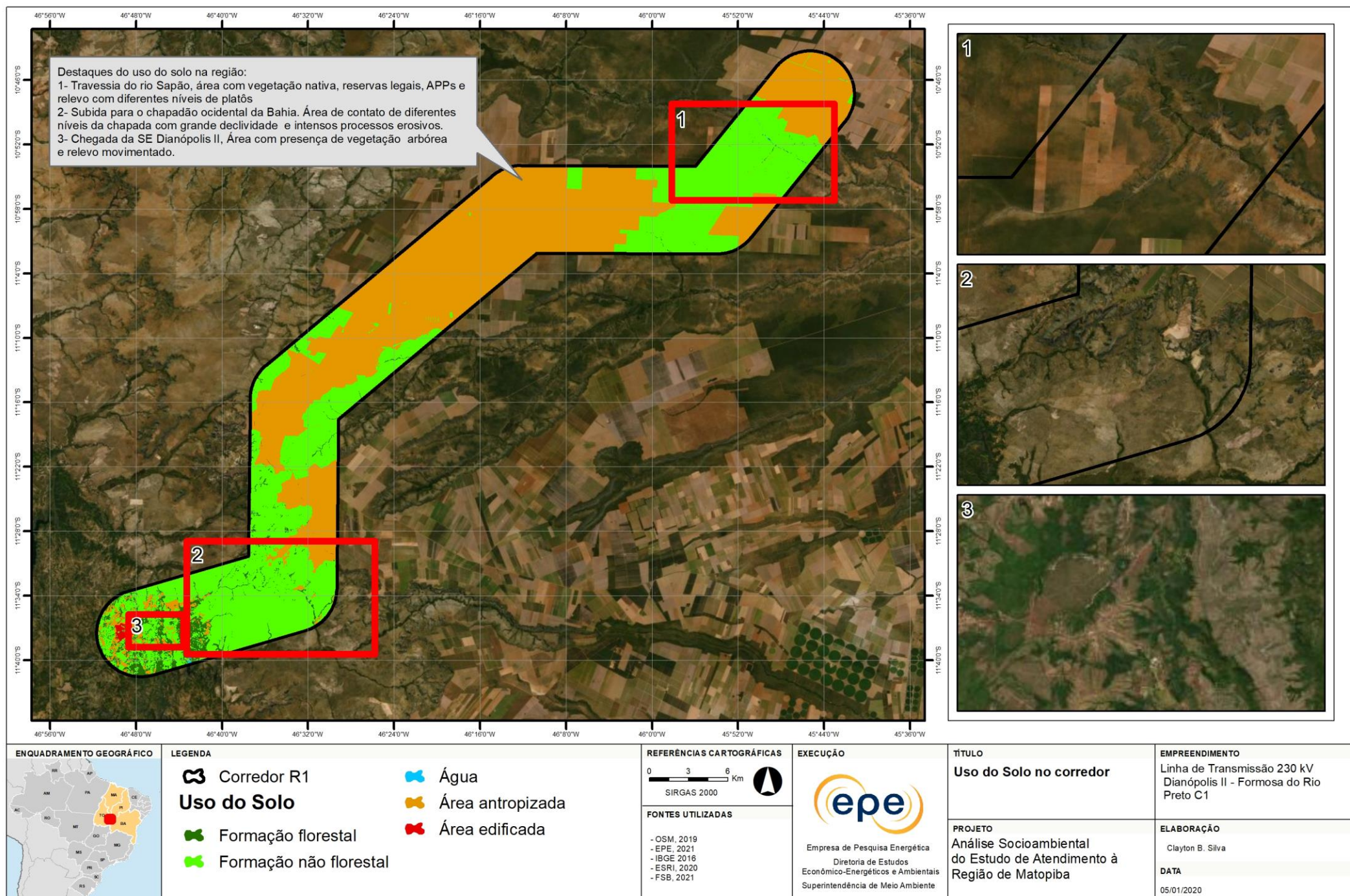


Figura 6 – Uso do solo no corredor da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1

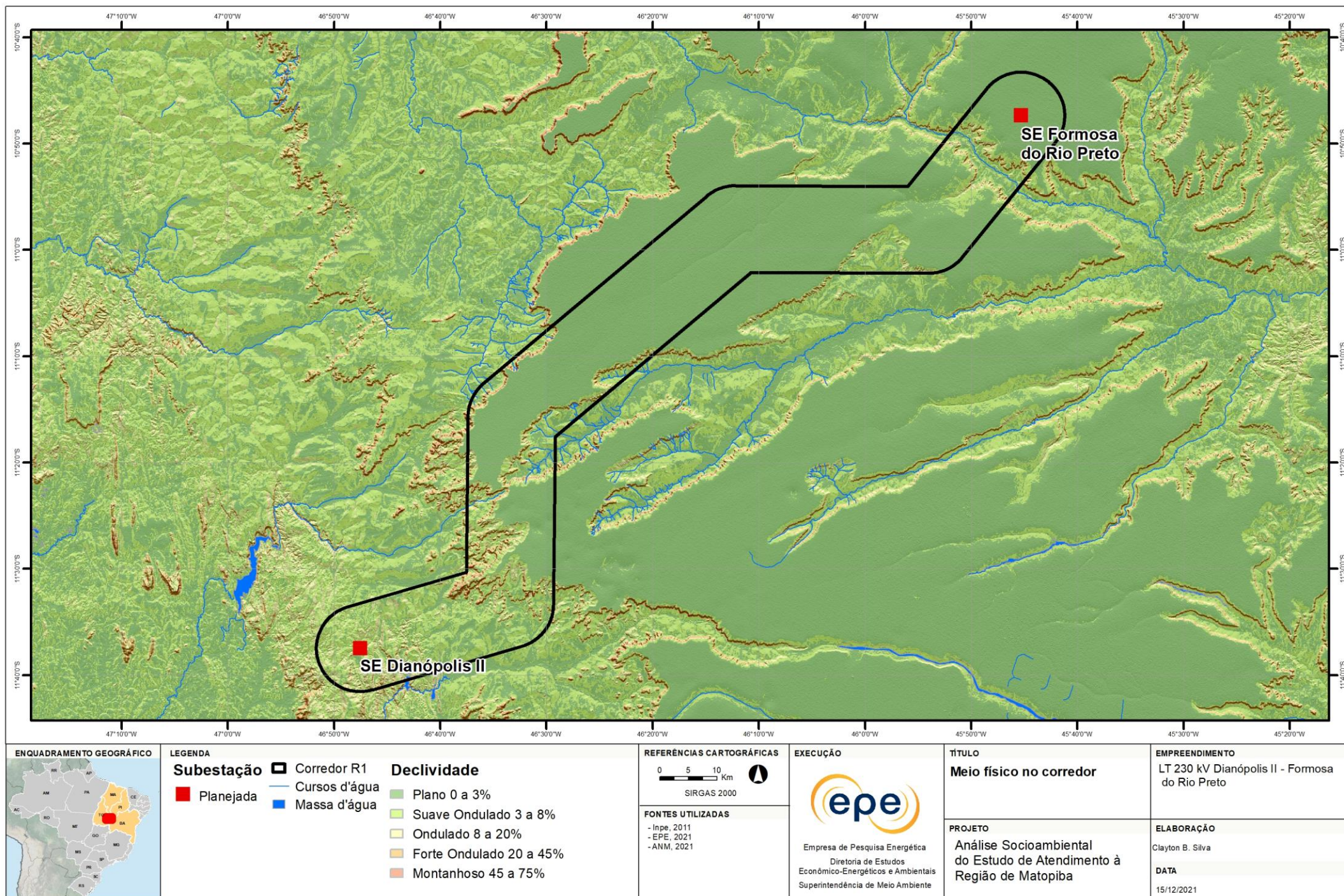


Figura 7 – Meio Físico no corredor da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1

Processos Minerários

A área sobreposta pelo corredor abrange **27 processos minerários** registrados na ANM (Figura 8). Predominam processos de solicitação de autorização de pesquisa (12), requerimento de licenciamento (12) e licenciamento (11). Existe um requerimentos de lavra destinado à exploração de calcário. As principais substâncias envolvidas nos processos são relacionados a calcários (12), minério de ouro (7), ouro (1), areia (3) e fosfatos (3). Os processos estão concentrados no entorno da SE Dianópolis sendo a maioria passível de desvio. A SE Dianópolis II, em construção, está localizada sobre um polígono relacionado a um processo de autorização de pesquisa para exploração de ouro o que impossibilita o desvio deste bloco de exploração.

Áreas protegidas e com restrições legais

Não foram identificadas terra indígena ou comunidades quilombolas no interior ou a um distanciamento mínimo de 5km do corredor. Entretanto, a Lista de Comunidades Quilombolas Certificadas por Município, disponível no sítio eletrônico da Fundação Cultural Palmares (FCP, 2021), identifica seis comunidades quilombolas certificadas em municípios abrangidos pelo corredor: uma em Dianópolis-TO, quatro em Mateiros-TO e uma em Formosa do Rio Preto - BA.

Com relação à potencialidade de ocorrência de cavernas, o corredor atravessa em sua maior parte áreas de médio potencial. No entanto, o corredor abrange uma área com muito alto potencial de ocorrência de cavernas, no município de Dianópolis, a leste do local selecionado para a SE Dianópolis II. Nesta área há o registro de **107 cavernas** localizadas no interior do corredor, todas em Dianópolis-TO (Figura 9).

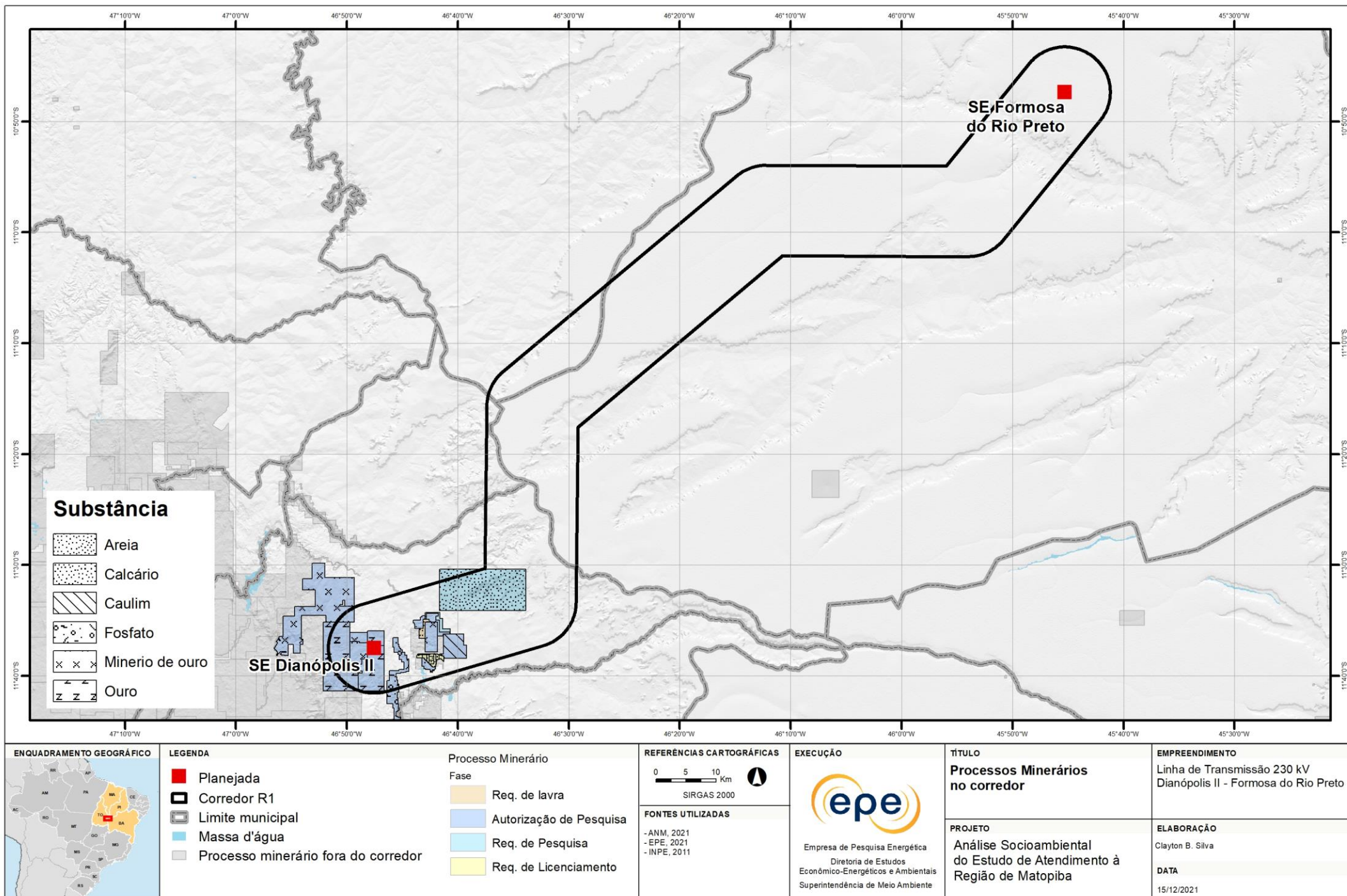


Figura 8 – Processos Minerários no corredor da LT 230kV Dianópolis – Formosa do Rio Preto C1

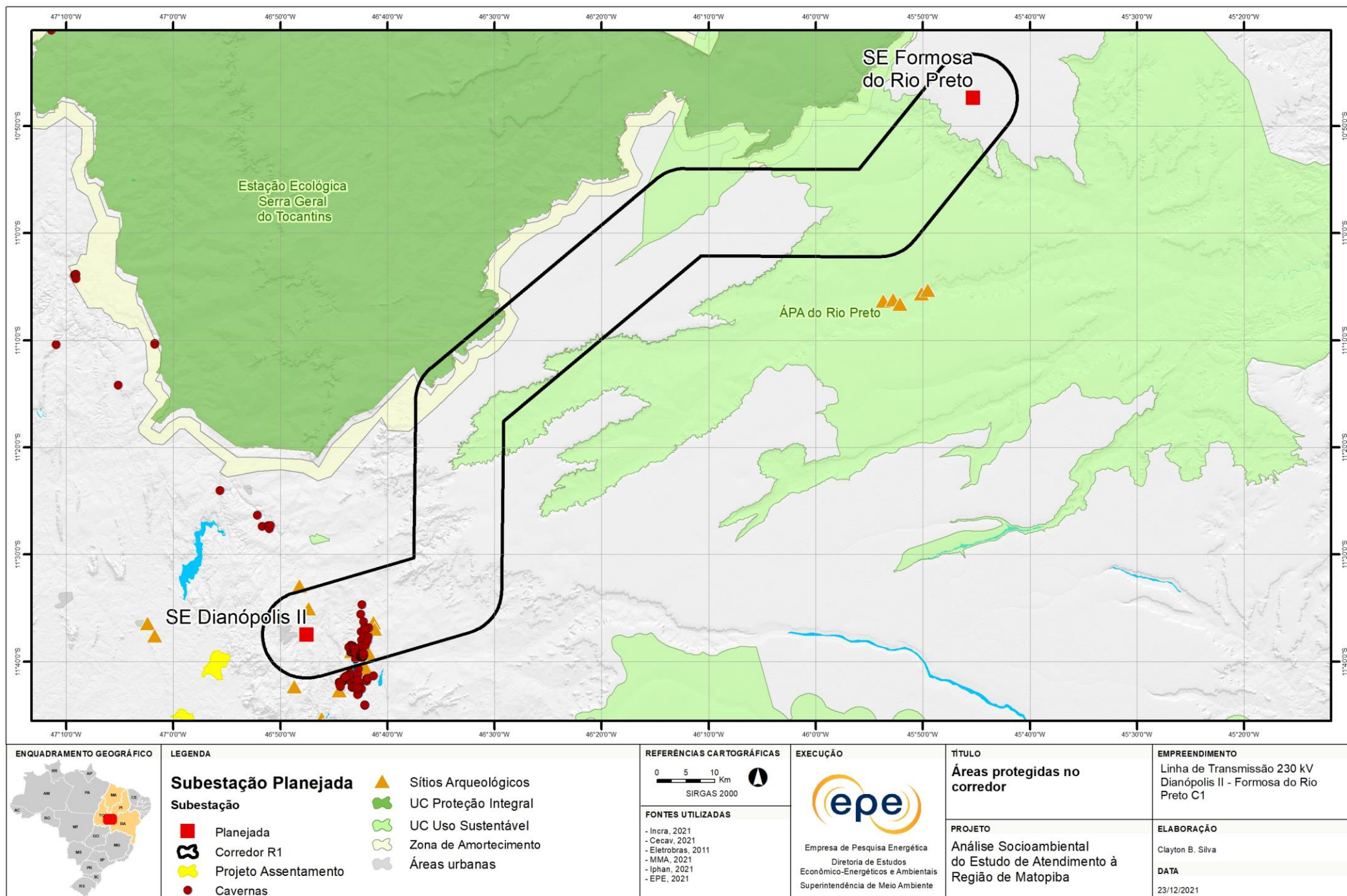


Figura 9 – Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1

De acordo com consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do sítio eletrônico do Iphan, foram identificados **cinco sítios georreferenciados** dentro do corredor, localizados no município de Dianópolis-TO, os quais podem ser desviados pela futura LT. O Iphan também dispõe de um sistema de busca de sítios arqueológicos por município que não possui representação cartográfica. Após consulta realizada foi verificado a existência de 71 sítios em Dianópolis-TO e seis em Formosa do Rio Preto-BA, que eventualmente podem também estar situados na área do corredor.

Não foram identificados assentamentos rurais na área do corredor.

O corredor se sobrepõe parcialmente a duas unidades de conservação. A **Estação Ecológica Serra Geral do Tocantins**, unidade de conservação de proteção integral, cujos limites se desenvolvem na Serra Geral de Goiás e próximo das bordas do Chapadão Ocidental da Bahia. A sobreposição do corredor com essa UC ocorre em seu trecho noroeste. A zona de amortecimento – contida no plano de manejo da UC e publicada pela Portaria 111 de 15 de outubro de 2014 (ICMBio, 2014)- apresenta largura variável, entretanto com possibilidade de desvio pela linha planejada (Figura 9).

A **Área de Proteção Ambiental do Rio Preto (APA do Rio Preto)** é uma unidade de conservação de uso sustentável criada pelo decreto estadual baiano 10.019/2006. A UC é parcialmente sobreposta pelo corredor em três trechos; dois deles com possibilidade de desvio. Nas proximidades da área planejada para a SE Formosa do Rio Preto a futura linha não terá como desviar dessa UC, conforme se observa na Figura 9. Em consulta ao sítio do Instituto do Meio Ambiente Recursos Hídricos (INEMA), órgão gestor da APA, não foi identificado o plano de manejo da UC.

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, as opções de traçado para a futura LT, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada, quando da elaboração do referido relatório:

- Considerar o arranjo da SE Dianópolis II, constante dos Anexos do Relatório R1 “Estudos de Atendimento à Região de Matopiba”, da qual a presente nota técnica é parte integrante, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.

- Considerar o layout da SE Formosa do Rio Preto proposto no relatório R1 “Estudos de Atendimento à Região de Matopiba”, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.
- Não interferir na Estação Ecológica Serra Geral do Tocantins e evitar interferência em sua zona de amortecimento.
- Minimizar a interferência na APA do Rio Preto.
- Pesquisar a localização e evitar interferência com os sítios arqueológicos situados no corredor.
- Manter o distanciamento mínimo de 250 metros das cavernas presentes no corredor localizadas principalmente nas proximidades da SE Dianópolis II, considerando o disposto no artigo 4º da Resolução Conama 347/2004.
- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente, priorizando-se áreas já antropizadas.
- Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados e de substâncias de maior valor agregado.
- Considerar a localização das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.
- Avaliar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação aos Planos Básicos das Zonas de Proteção dos Aeródromos existentes localizados no interior ou nas proximidades do corredor.

4.2 LT 230 kV Gilbués II - Formosa do Rio Preto C1

A ligação entre a SE planejada Formosa do Rio Preto e a SE Gilbués II (em operação) está prevista para ser realizada em um **circuito simples de 230 kV**. A função elétrica dessa nova LT será o atendimento às cargas da região denominada Matopiba.

Devido a extensão da área degradada no sudoeste do Piauí (CREPANI, 2009) e da presença da unidade de conservação Parque Nacional das Nascentes do Parnaíba, não houve estudo de alternativas de corredores para a linha de transmissão Gilbués II - Formosa do Rio Preto. O corredor estudado para a LT Gilbués II - Formosa do Rio Preto possui **15 km de largura** e seu eixo possui aproximadamente **212 km de extensão**.

Para facilitar sua descrição e apresentação das avaliações socioambientais, a área do corredor foi dividida em dois trechos: sul (entre a SE Formosa do Rio Preto e área urbana de Corrente) e norte (entre Corrente e a SE Gilbués II). Os principais motivadores para o delineamento do corredor foram: possibilitar traçados que desviam da área núcleo de **desertificação de Gilbués** (CREPANI, 2009) e da unidade de conservação de proteção integral **Parque Nacional das Nascentes do Rio Parnaíba**. Na chegada à SE Gilbués II, o eixo do corredor segue por cerca de 60 km paralelo a linhas de transmissão existentes e planejadas.

Assim, a partir da SE Formosa do Rio Preto, o corredor segue inicialmente na direção nordeste por aproximadamente 30 km, para na sequência seguir para leste por cerca de 35 km, de modo que o eixo do corredor desvie do Parque Nacional das Nascentes do Parnaíba e da área núcleo de desertificação de Gilbués. Em seguida, deflete para novamente para nordeste, seguindo a rodovia estadual PI-411 por cerca de 50 km e, por fim, deflete para noroeste, seguindo então nessa direção por aproximadamente 70 km até a SE Gilbués II.

Infraestrutura e localização

O corredor da LT Gilbués II - Formosa do Rio Preto localiza-se nos estados de Bahia e Piauí. **Sete municípios**, duas regiões geográficas intermediárias e quatro regiões geográficas imediatas são abrangidas pelo corredor (Tabela 7).

Tabela 7 – Municípios atravessados pelo corredor da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto C1

UF	Região Geográfica		Município
	Intermediária	Imediata	
PI	Sudoeste Piauiense	Alto Médio Gurgueia	Gilbués
			Monte Alegre do Piauí
			São Gonçalo do Gurgéia
		Chapadas do Extremo Sul	Corrente
			Parnaguá
			Riacho Frio
BA	Extremo Oeste Baiano	Barreiras	Formosa do Rio Preto

O corredor abrange áreas urbanas de Corrente, Gilbués, Monte Alegre do Piauí e Riacho Frio, todas com possibilidade de desvio. Abrange ainda áreas de concentração de habitações ao longo da rodovia estadual PI-411, mas de uma forma geral, o corredor compreende áreas rurais.

A área planejada para a SE Formosa do Rio Preto está localizada cerca de 30 quilômetros ao sul da rodovia BA-225 em área tradicionalmente utilizada para plantio de lavouras temporárias. A SE Gilbués II situa-se a margem da rodovia PI-254, a cerca de 8 quilômetros ao norte da área urbana de Gilbués. As coordenadas das subestações do corredor são apresentadas na Tabela 8 a seguir.

Tabela 8 – Coordenadas das subestações do corredor da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto C1

Subestação	Status	Coordenadas		Município	Estado
		Latitude	Longitude		
Formosa do Rio Preto	Planejada ¹	10°47'17"S	45°45'14"O	Formosa do Rio Preto	BA
Gilbués II	Existente	9°45'11"S	45°20'47"O	Gilbués	PI

¹ As coordenadas da subestação planejada referem-se ao ponto central da área de estudo proposta para a subestação

O corredor apresenta **apoio rodoviário regular**, mais presente no trecho norte do corredor. De forma geral, o sistema viário é constituído por rodovias federais (BR-135 e BR-235), estaduais (BA-225, PI-255, PI-411 e PI-415), municipais e por diversas estradas vicinais e vias secundárias que atendem áreas urbanas e as propriedades rurais. Assim, esta malha viária pode ser utilizada para a implantação da futura LT, diminuindo o número de aberturas de acessos e seus respectivos impactos socioambientais (Figura 10). Na região de Gilbués observam-se avançados processos erosivos em direção às estradas, como é o caso da BR-135, que liga Gilbués a Corrente. Segundo LOPES et al. (2011), a estrada estava comprometida nesse trecho pelo avanço das voçorocas.

Quatro aeródromos são abrangidos pelo corredor. Estão concentrados em seu trecho sul e são associados a áreas agrícolas. Também há um aeródromo no trecho norte, próximo à subestação Gilbués II. Existe espaço no corredor para que não haja interferência com essas infraestruturas, considerando seus respectivos Planos Básicos de Zona de Proteção de Aeródromo (PBZPAs). A Instrução do Comando da Aeronáutica (ICA) 11-408, cuja edição foi aprovada por meio da Portaria nº 1.424/GC3 do Departamento de Controle do Espaço Aéreo (Decea), de 14 de dezembro de 2020, define os critérios de análise técnica da área de aeródromos.

O corredor abrange sete linhas de transmissão ao longo de sua extensão, três planejadas e quatro existentes, a maioria de 500 kV, conforme Tabela 9:

Tabela 9 – Linhas de transmissão abrangidas pelo corredor da LT 230 kV Gilbués II – Formosa do Rio Preto C1

Status	Tensão	Ligação
Existente	500 kV	LT Buritirama - Gilbués II, C1
		LT Gilbués II – São João do Piauí, C1
		LT São Gonçalo - Gilbués II, C1
	230 kV	LT Gilbués II - Bom Jesus II, C1
Planejada	500 kV	LT Gilbués II - Miracema, C3
		LT Barreiras II - Gilbués II, C2
		LT Ribeiro Gonçalves - Gilbués II, C1

Conforme mencionado anteriormente, na chegada à SE Gilbués II, o eixo do corredor segue paralelo às LTs 500 kV Barreiras II – Gilbués II C2 (em construção) e da LT 500 kV Buritirama – Gilbués II C1 por cerca de 60 km. As demais LTs também atravessam o corredor no trecho norte, todas se conectam à SE Gilbués II.

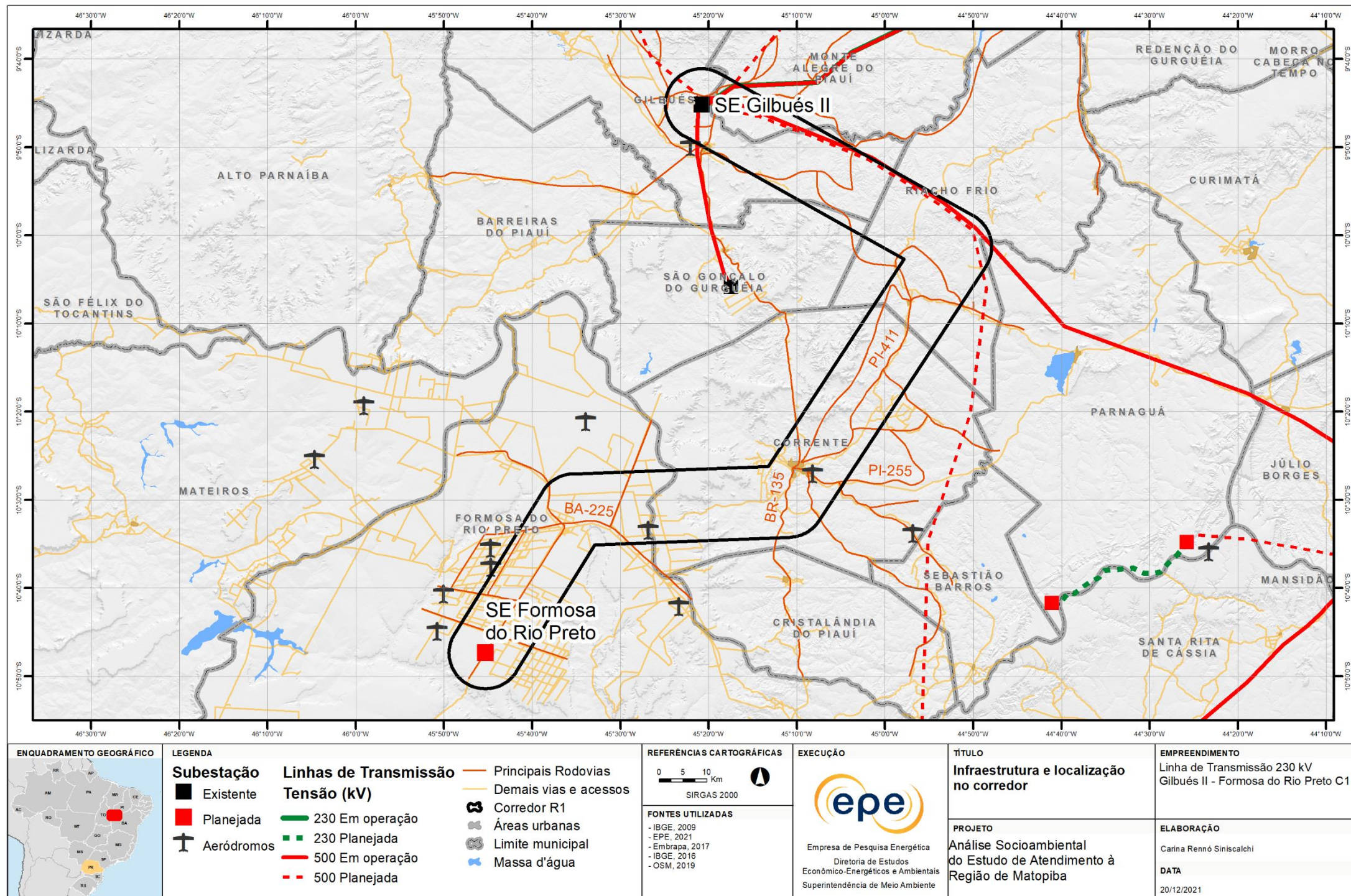


Figura 10 – Infraestrutura e Localização no corredor da LT 230 kV Gilbués II - Formosa do Rio Preto C1

Vegetação e uso do solo

O trecho sul do corredor é caracterizado pelo uso do solo destinado majoritariamente a lavouras temporárias como a soja, mas ainda preserva alguns fragmentos de vegetação nativa, principalmente associados às formações não florestais. No trecho norte destacam-se as formações savânicas e as áreas degradadas pelo avanço dos processos erosivos na área núcleo de desertificação de Gilbués (LOPES, et. al. 2011) (Figura 11 e Figuras 13 e 14).

O processo de degradação dos solos no sul do Estado do Piauí no início dos anos 2000 se intensificou em função do desenvolvimento acelerado do agronegócio que se instalou sobre as chapadas substituindo as coberturas de Savana Florestada por culturas mecanizadas, como soja e algodão (CREPANI, 2009). A seguir são apresentadas fotografias do estudo de Crepani (2009) relacionado ao processo de degradação ambiental na região. A Figura 11 e a legenda indicam as fases desse processo e sua localização na imagem de satélite: vegetação nativa, gramíneas e voçorocas. A Figura 12 corresponde a fotografias da evolução do processo de degradação na região.

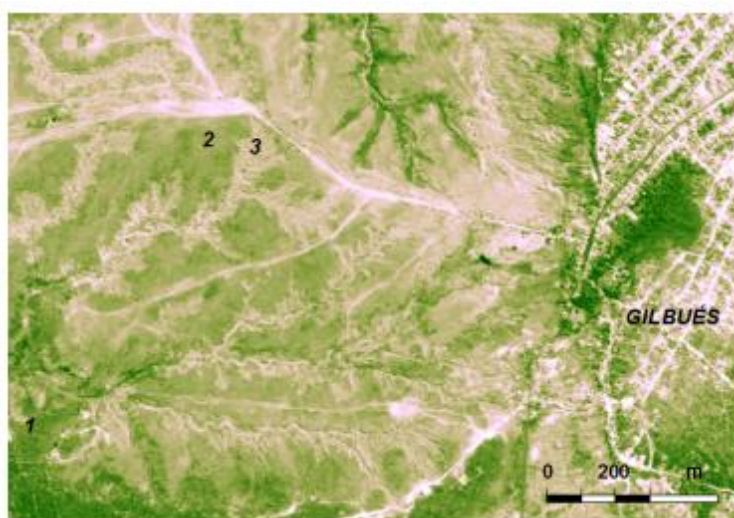


Figura 11 – Fases do processo de degradação: 1 – área coberta por vegetação nativa. 2 – área coberta por gramíneas. 3 – voçorocas. Imagem CBERS/HRC de 25/08/2008. Fonte: Crepani (2009)



Figura 12 – Registros fotográficos das fases do processo de degradação dos solos de Gilbués: 1 – superfície coberta por Savana Estépica Arborizada; 2 – superfície coberta por gramíneas e 3 – voçorocas. Fonte: Crepani (2009)

Meio físico

As unidades de relevo predominantes ao longo do corredor são associadas aos domínios de: **Chapadas e Platôs; Domínio de Colinas Amplas e Suaves e Domínio de Colinas Dissecadas e Morros Baixos**. Conforme mencionado anteriormente, na região de Gilbués, há uma intensa degradação dos seus solos, decorrente principalmente, da forte erosividade das chuvas locais e da erodibilidade de seus solos. A litologia dessas formações da região (arenitos, siltitos, folhelhos, calcários e conglomerados distintos) apresenta grande suscetibilidade à erosão (SALES, 2003 apud LOPES et al., 2011).

De forma geral, o corredor desvia da região que apresenta processos erosivos avançados e esse é um aspecto importante a ser considerado no detalhamento do projeto executivo da linha planejada.

O corredor atravessa alguns rios ao longo do seu percurso. Não estão previstas travessias superiores a 500 metros (Figura 15).

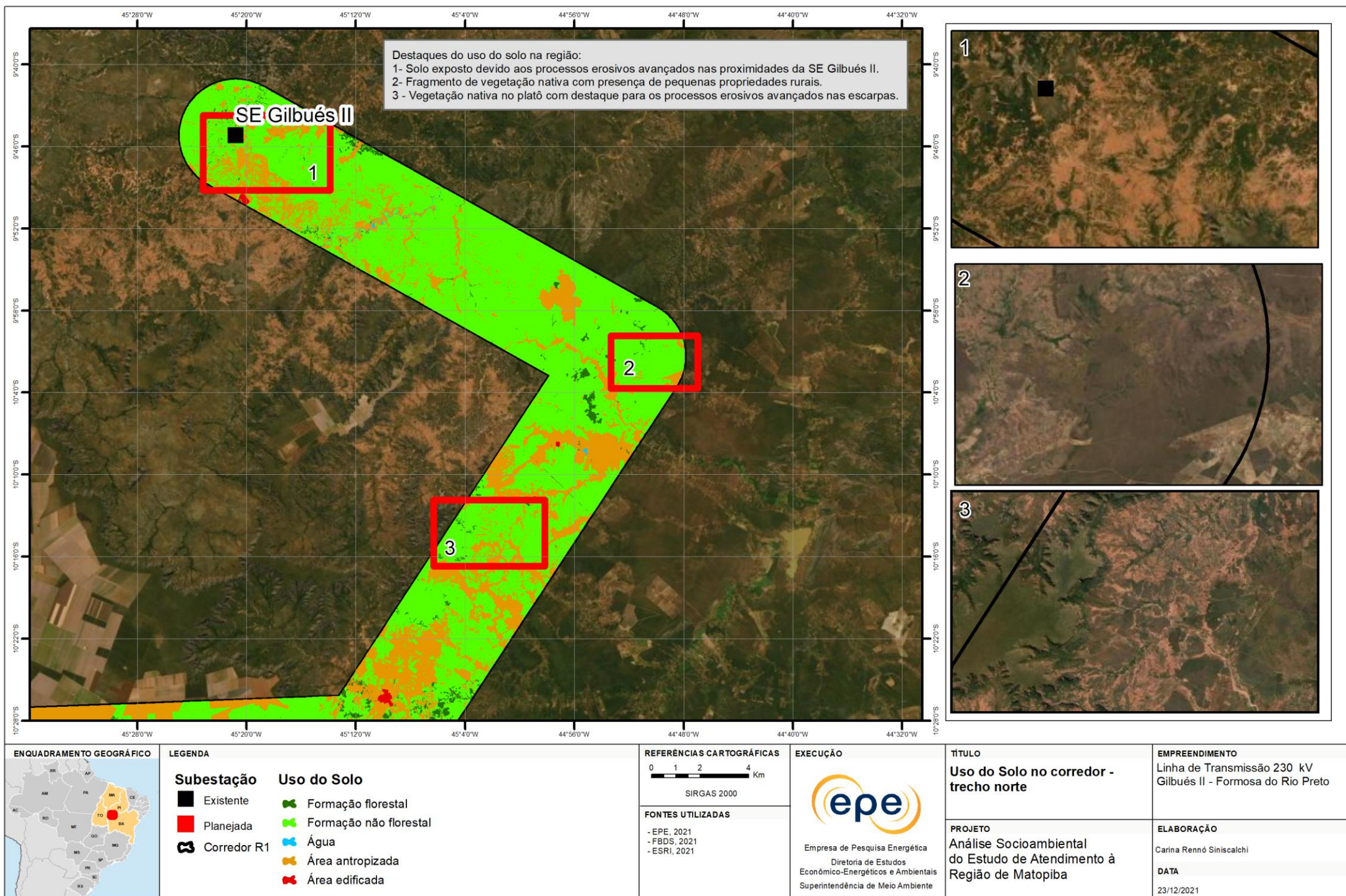


Figura 13 – Uso do solo no trecho sul do corredor da LT 230 kV Gilbués II - Formosa do Rio Preto C1

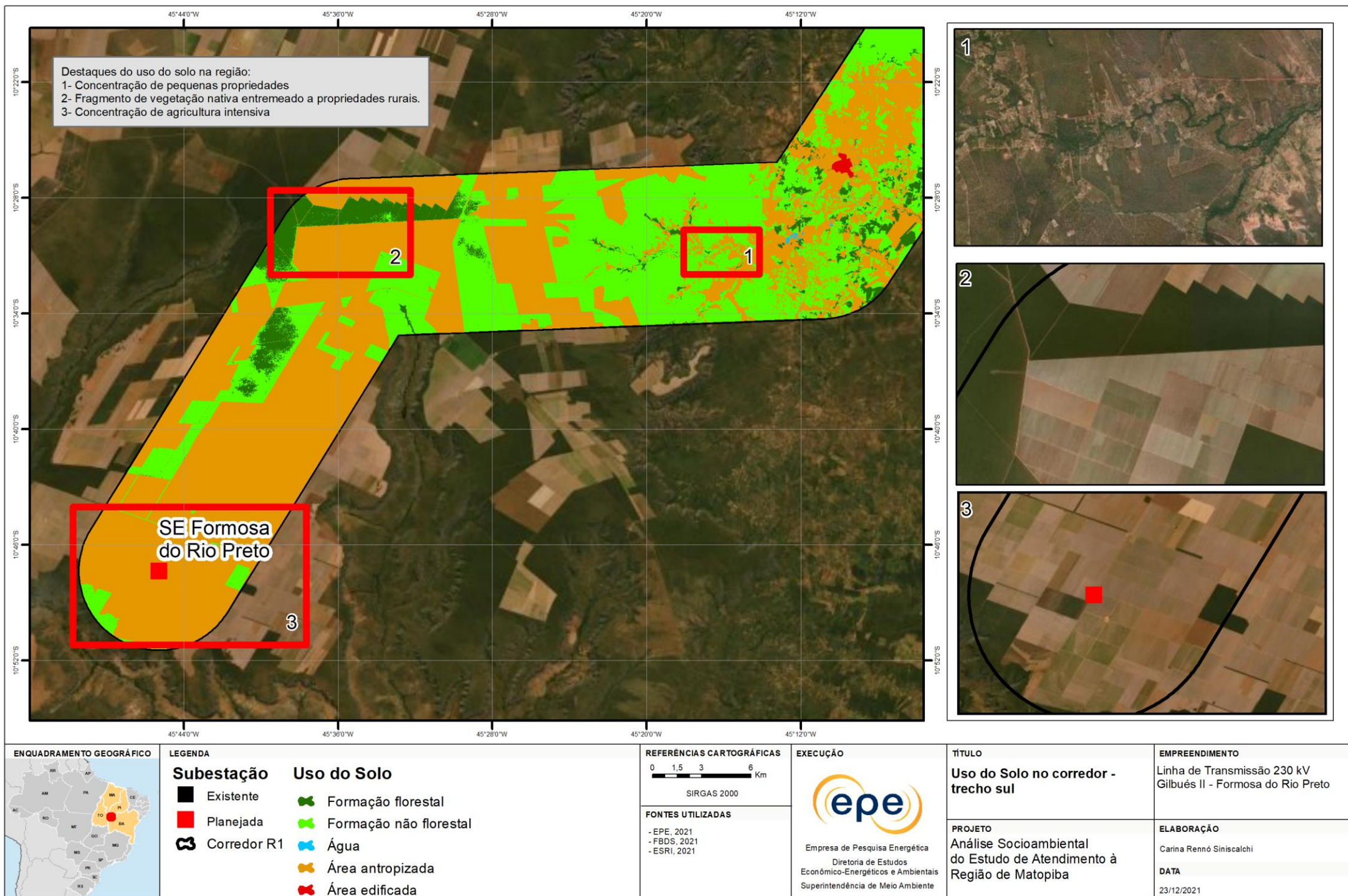


Figura 14 – Uso do solo no trecho norte do corredor da LT 230 kV Gilbués II - Formosa do Rio Preto C1

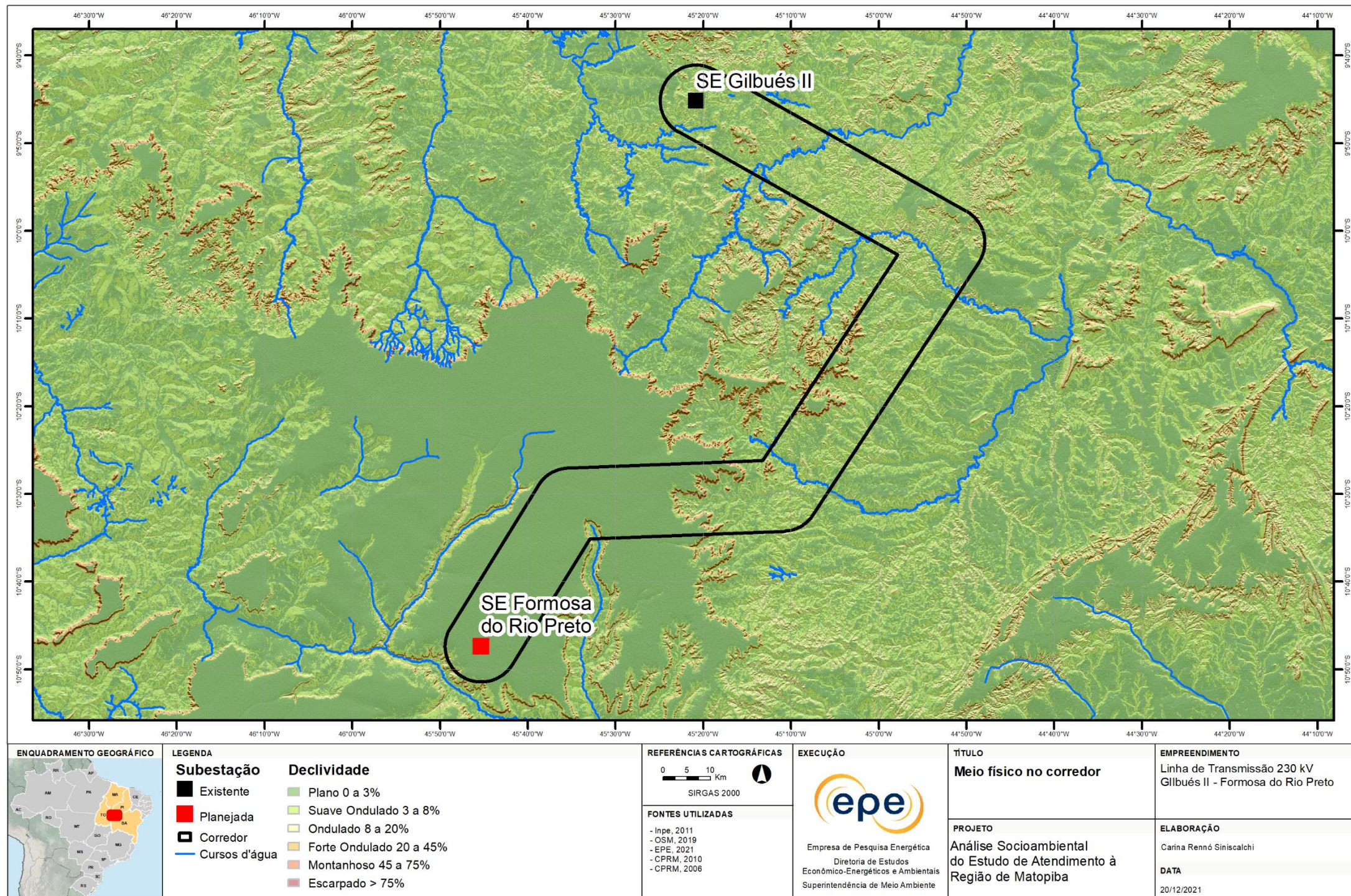


Figura 15 – Meio Físico no corredor da LT 230 kV Gilbués II - Formosa do Rio Preto C1

Processos Minerários

A área sobreposta pelo corredor abrange **109 processos minerários** registrados na ANM (Figura 16). Predominam processos de autorização de pesquisa (91) e requerimento de pesquisa (11) e os minerais mais presentes são fostato, minério de cobre, minério de ferro e diamante. Em relação às fases mais avançadas, há uma concessão de lavra, dois requerimentos de lavra de diamante, localizados a sudoeste da SE Gilbués II, com possibilidade de desvio. Na porção central do corredor há grande concentração de processos minerários com impossibilidade de desvios.

Áreas protegidas e com restrições legais

O trecho sul do corredor se sobrepõe à UC de Uso Sustentável **Área de Proteção Ambiental do Rio Preto**. O corredor permite a possibilidade de desvio dessa UC (Figura 17).

O corredor também abrange a **zona de amortecimento do Parque das Nascentes do Rio Parnaíba**, unidade de conservação de proteção integral. No decreto de criação do parque nacional não foi definida zona de amortecimento e não existe plano de manejo para a referida unidade de conservação (UnICEUB, 2020).

De acordo com consulta realizada no Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos, acessado por meio do *site* do Iphan, foram identificados **12 sítios georreferenciados** dentro do corredor, localizados no trecho norte do corredor, os quais podem ser desviados pela futura LT. O referido *site* ainda dispõe de um sistema de busca de sítios arqueológicos por município que não possui representação cartográfica. Após consulta realizada foi verificado que há 1 em Corrente, 2 em São Gonçalo do Gurgéia, 3 em Riacho Frio, 6 em Monte Alegre do Piauí, 6 em Parnaguá, 6 em Formosa do Rio Preto e 9 em Gilbués, que podem eventualmente estar situados na área do corredor.

Consta um projeto de **assentamento rural** no corredor, o PE Sitio/descoberta, localizado no município de Riacho Fundo e com possibilidade de desvio.

De acordo com base de dados secundários consultada, o corredor não abrange cavidades naturais subterrâneas, terras indígenas ou territórios quilombolas. Com relação a Territórios Quilombolas, a Lista de Comunidades Quilombolas Certificadas por Município, disponível no *site* da Fundação Cultural Palmares (FCP, 2021), identifica uma comunidade quilombolas certificada em Formosa do Rio Preto.

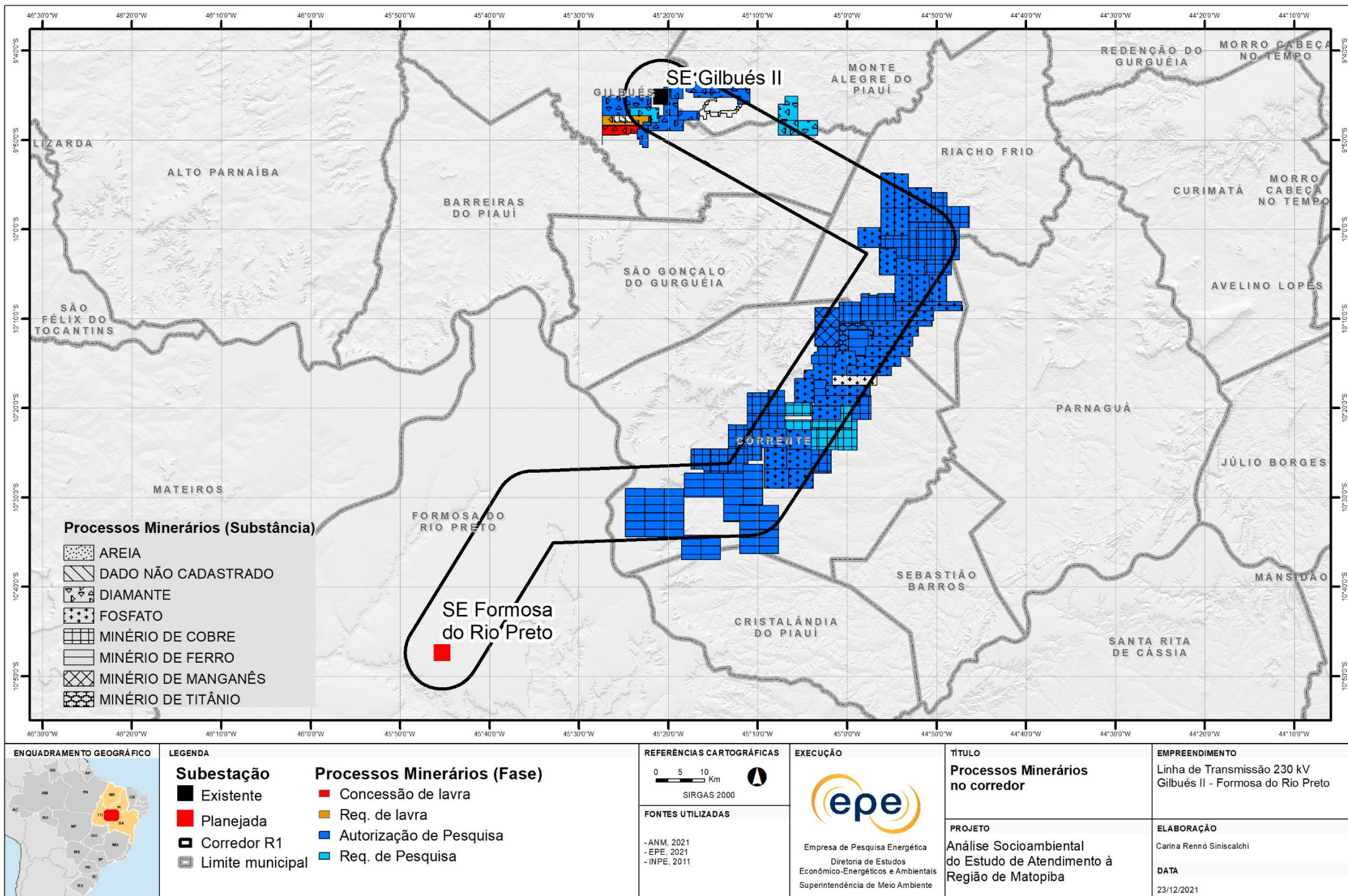


Figura 16 – Processos Minerários no corredor da LT 230 kV Gilbués II - Formosa do Rio Preto C1

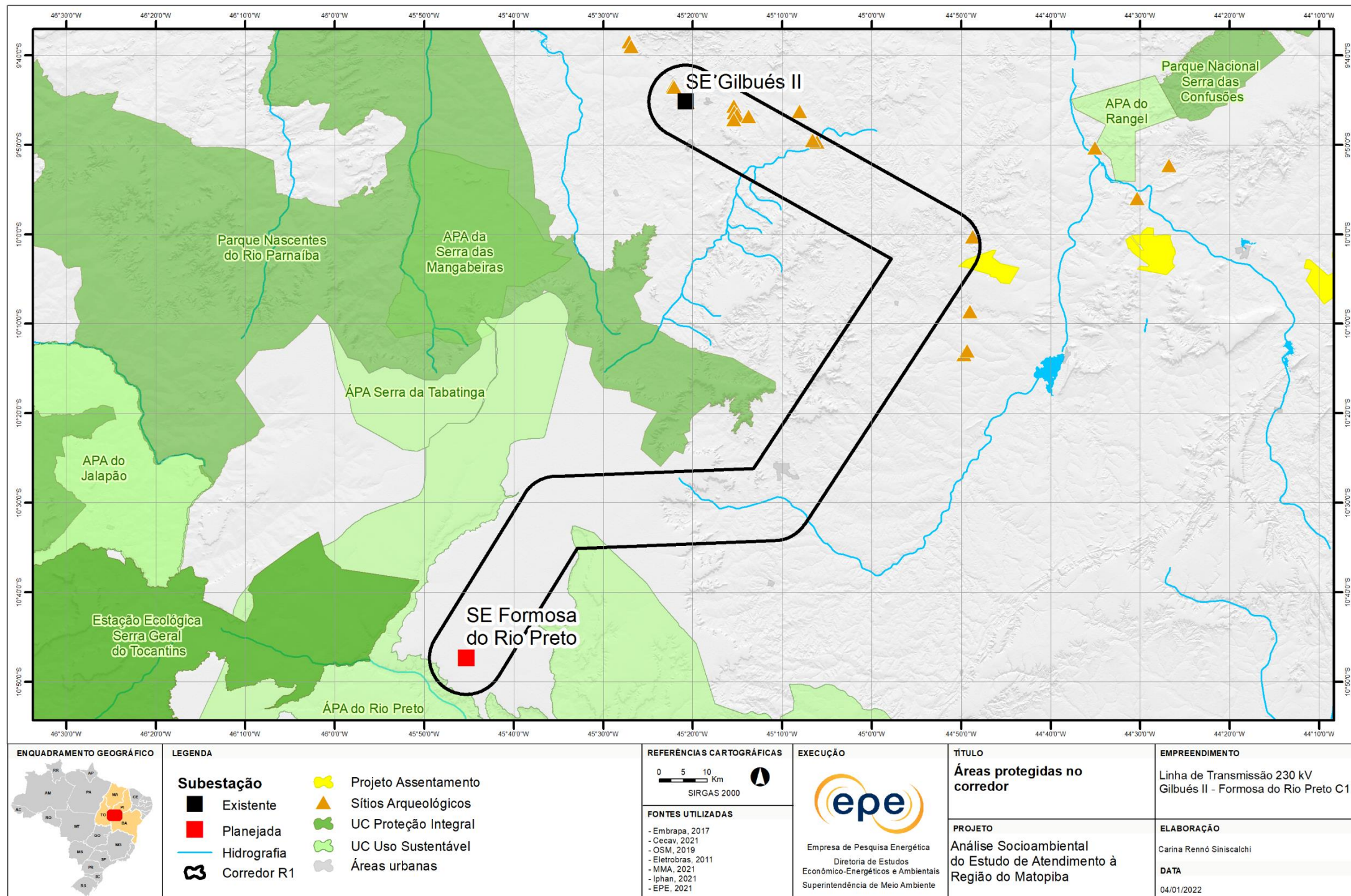


Figura 17 – Áreas protegidas e com restrições legais no corredor da LT 230 kV Gilbués II - Formosa do Rio Preto C1

Recomendações para o Relatório R3

Deverão ser estudadas criteriosamente, durante a elaboração do Relatório R3 deste empreendimento, as opções de traçado para a futura LT, escolhendo-se a alternativa mais viável do ponto de vista socioambiental, fundiário e construtivo. A seguir, são apresentadas as principais recomendações para a definição da diretriz da LT planejada, quando da elaboração do referido relatório:

- Considerar o arranjo planejado da SE Gilbués II, proposto pela equipe de elaboração dos respectivos Relatórios R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.
- Considerar o layout da SE Formosa do Rio Preto proposto no Relatório R1 “Estudo de Atendimento à Região de Matopiba”, da qual a presente nota técnica é parte integrante, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.
- Priorizar o afastamento da Unidade de Conservação do grupo de Uso Sustentável APA do Rio Preto que está localizada no trecho sul do corredor.
- Evitar interferência com os 12 sítios arqueológicos situados no trecho norte do corredor.
- Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente, priorizando-se áreas já antropizadas.
- Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados, atentando-se para a presença diamante.
- Buscar desvio do assentamento rural presente no corredor.
- Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes ao longo do corredor
- Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.
- Considerar a localização das linhas de transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.

- Evitar interferência na zona de desertificação de Gilbués.
- Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.
- Avaliar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação aos Planos Básicos das Zonas de Proteção dos Aeródromos existentes localizados no interior do corredor.

5 REFERÊNCIAS

ANA. Agência Nacional de Águas. CNPMS. Embrapa Milho e Sorgo, 2019. Levantamento da Agricultura Irrigada por Pivôs Centrais no Brasil (1985-2017)". Segunda Edição. Disponível em: <https://www.snirh.gov.br>. Acesso em: janeiro de 2021.

Anac. Agência Nacional de Aviação Civil, 2021. Cadastro de Aeródromos públicos e privados. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/assuntos/setor-regulado/aerodromos/cadastro-de-aerodromos-civis>. Acesso em: setembro de 2021.

ANM. Agência Nacional de Mineração, 2021. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://www.anm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine>. Acesso em: dezembro de 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021. Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico - SIGEL. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/>. Acesso em: dezembro de 2021.

Decea. Departamento de Controle do Espaço Aéreo, 2015. Portaria nº 184 do DECEA, de 13 de julho de 2015. ICA 63-19 - Critérios de Análise Técnica da Área de Aeródromos (AGA). Disponível em: <https://publicacoes.decea.gov.br/?i=publicacao&id=4176>. Acesso em: setembro de 2018.

Cecav. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2012. Mapa de potencialidade de ocorrência de cavernas no Brasil, na escala 1:2.500.000. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/potencialidade-de-ocorrencia-de-cavernas.html>. Acesso em: fevereiro de 2012.

_____. Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Cavernas, 2021. Cavidades Naturais Subterrâneas Brasileiras. Cadastro Nacional de Informações Espeleológicas (CANIE). Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/cecav/canie.html>. Acesso em: julho de 2021.

Conama. Conselho Nacional de Meio Ambiente, 2004. Resolução Conama nº 347, de 10 de setembro de 2004, que dispõe sobre a proteção do patrimônio espeleológico. Disponível em: <http://www2.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=452>. Acesso em: setembro de 2020.

_____. Conselho Nacional do Meio Ambiente, 2010. Resolução nº 428, de 17 de dezembro de 2010. Dispõe, no âmbito do licenciamento ambiental sobre a autorização do órgão responsável pela administração da Unidade de Conservação (UC), de que trata o § 3º do artigo 36 da Lei nº 9.985 de 8 de julho de 2000, bem como sobre a ciência do

órgão responsável pela administração da UC no caso de licenciamento ambiental de empreendimentos não sujeitos a EIA-RIMA e dá outras providências.

CPRM. Serviço Geológico do Brasil, 2010. Mapa de Geodiversidade (corte ao milionésimo). Disponível em: <http://geobank.sa.cprm.gov.br/>. Acesso em: setembro 2020.

_____. Serviço Geológico do Brasil, 2010. Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapa-de-Declividade-em-Percentual-do-Relevo-Brasileiro-3497.html>. Acesso em: fevereiro de 2018.

CREPANI, E., 2009. Núcleo de Desertificação de Gilbués observado pelo Sensoriamento Remoto e pelo Geoprocessamento. Anais XIV Simpósio Brasileiro de Sensoriamento, Natal, Brasil, 25-30 abril 2009, INPE, p. 5185-5192. Disponível em: <http://marte.sid.inpe.br/col/dpi.inpe.br/sbsr@80/2008/11.13.18.39/doc/5185-5192.pdf>

Eletrobras. Centrais Elétricas Brasileiras, 2011. Mapoteca de Unidades de Conservação. [DE/EG/EGA]. Rio de Janeiro. versão: fevereiro de 2011.

Embrapa. Empresa de Pesquisa Agropecuária, 2017. Identificação, mapeamento e quantificação das áreas urbanas do Brasil. Campinas, Comunicado Técnico 4, maio de 2017. Disponível em: http://www.sgte.embrapa.br/produtos/dados/COT04_Areas_Urbanas_Brasil.zip. Acesso em: julho de 2017.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro. Dutos - Web Map EPE. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: novembro de 2021.

_____. Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas. Disponível em: <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>. Acesso em: dezembro de 2021.

FBDS. Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável, 2018. Mapeamento em Alta Resolução dos Biomas Brasileiros. Disponível em: <http://geo.fbds.org.br/>. Acesso em: novembro de 2021.

FCP. Fundação Cultural Palmares. Certidões expedidas às Comunidades Remanescentes de Quilombos (CRQs) atualizada até a portaria nº 118/2020, publicada no DOU de

20/07/2020. Disponível em: http://www.palmares.gov.br/?page_id=37551. Acesso em: novembro de 2021.

Funai. Fundação Nacional do Índio, 2021. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <http://www.funai.gov.br/index.php/shape>. Acesso em: novembro de 2021.

Google. Google Earth Pro 7.3.3.7786. Disponível em: <https://www.google.com/earth/>. Acesso em: dezembro de 2021.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2009. Base Cartográfica Integrada ao Milionésimo. Disponível em: www.ibge.gov.br. Acesso em: novembro de 2017.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2012. Mapeamento da Cobertura Vegetal Brasileira – escala 1:250.000. Disponível em: http://geofp.ibge.gov.br/informacoes_ambientais/vegetacao/vetores/escala_250_mil/brasil/. Acesso em: setembro de 2018.

_____. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2016. Base dos Municípios Brasileiros. Disponível em: ftp://geofp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/malhas_municipais/municipio_2016/Brasil/BR/. Acesso em: julho de 2017.

ICMBio. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2018. Mapa das Áreas Prioritárias para a Conservação do Patrimônio Espeleológico. Disponível em: <https://www.icmbio.gov.br/cecav/projetos-e-atividades/areas-prioritarias-conservacao.html>. Acesso em: setembro de 2020.

_____. Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, 2020. Base de dados do Sistema Informatizado de Monitoria de Reservas Particulares do Patrimônio Natural – SIMRPPN. Disponível em: <http://sistemas.icmbio.gov.br/simrppn/publico/>. Acesso: junho de 2020.

_____. Instituto Chico Mendes, 2014 – Plano de Manejo da ESEC Serra geral do Tocantins - disponível em : https://www.icmbio.gov.br/portal/images/stories/docs-planos-de-manejo/esec_serra_geral_do_tocantins.pdf Acesso em: dezembro de 2021.

Incrá. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2021a. Projetos de Assentamento. Disponível em: <http://acervofundiario.incra.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: novembro de 2021.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2021b. Terras Quilombolas. Disponível em: <http://acervofunduario.incra.gov.br/acervo/acv.php>. Acesso em: setembro de 2021.

_____. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária. Relação de processos de regularização abertos no Incra. Disponível em: <http://www.incra.gov.br/pt/quilombolas>. Acesso em: novembro de 2021.

INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2011. Relevo sombreado. Disponível em: <http://www.dsr.inpe.br/topodata/aceso.php>. Acesso: dezembro de 2021.

Iphan. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2021a. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/cna/pagina/detalhes/1227>. Acesso em: setembro de 2019.

_____. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2021b. Sistema de Gerenciamento do Patrimônio Arqueológico. Disponível em: <http://portal.iphan.gov.br/sgpa/?consulta=cnsa>. Acesso em: novembro de 2021.

LOPES, Laryssa Sheydder de Oliveira; SANTOS, Raimundo Wilson Pereira dos; MIGUEL FILHO, Munir Abib. Núcleo de desertificação de Gilbués (PI): causas e intervenções. Geografia (Londrina). Londrina, v.20, n.2, p. 053-066, maio/ago, 2011. Disponível em: <http://www.uel.br/revistas/uel/index.php/geografia>

MDR. Ministério do Desenvolvimento Regional, 2019. Oeste da Bahia abriga primeira Unidade de Referência em Produção Irrigada do Brasil. Disponível em: <https://www.gov.br/mdr/pt-br/noticias/oeste-da-bahia-abriga-primeira-unidade-de-referencia-em-producao-irrigada-do-brasil>

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2021. Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso em: setembro de 2021.

OSM. OpenStreetMap, 2019. Hidrografia, Rede Viária e Ferrovias. Disponível em: https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Pt:Bing_Maps. Acesso em: julho de 2019.

UniCEUB. Centro Universitário de Brasília, 2020. Parques Nacionais do Brasil: Pesquisa e Preservação / Márcia Dieguez Leuzinger; Paulo Campanha Santana; Lorene Raquel de Souza, organizadores – Brasília: UniCEUB, 2020.

APÊNDICES

APÊNDICE A – TABELA DE COMPARAÇÃO DA SE 230/138 kV FORMOSA DO RIO PRETO – RELATÓRIO R1 / RELATÓRIO R3

SE 230/138 kV Formosa do Rio Preto	
Tabela 1 – Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da localização da SE (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
No caso de localização da SE Formosa do Rio Preto em local diferente do indicado no Relatório R1, indicar justificativa(s):	
1. Anexar mapa indicando a localização proposta para a SE Formosa do Rio Preto no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram essa localização. 2. Coordenadas da localização proposta para a SE Formosa do Rio Preto: 3. Anexar arquivo .kmz da localização da subestação.	
Pontos notáveis verificados no Relatório R3, não identificados no Relatório R1	
Recomendações do Relatório R1 e atendimento no Relatório R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Considerar as dimensões estimadas para a alocação da SE Formosa do Rio Preto no Relatório R1 “Estudo de Atendimento à Região de Matopiba” da qual a presente nota técnica é parte integrante.	
2. Considerar o layout da SE Formosa do Rio Preto proposto no Relatório R1 “Estudo de Atendimento à Região de Matopiba”, de forma a posicionar a subestação compatibilizando da melhor forma com as diretrizes das LTs planejadas.	
3. Buscar afastamento de locais de concentração de habitações e benfeitorias rurais.	
4. Evitar interferência com vegetação nativa, principalmente as áreas destinadas às reservas legais das propriedades rurais.	

5. Priorizar, se possível, a escolha de terrenos que incidam sobre um menor número de proprietários.	
--	--

APÊNDICE B – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 230 KV DIANÓPOLIS II – FORMOSA DO RIO PRETO C1 - RELATÓRIO R1 / RELATÓRIO R3

LT 230 kV Dianópolis II – Formosa do Rio Preto C1	
Tabela 8 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 176 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Considerar o arranjo da SE Dianópolis II, constante dos Anexos do Relatório R1 “Estudos de Atendimento à Região de Matopiba”, da qual a presente nota técnica é parte integrante, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
2. Considerar o layout da SE Formosa do Rio Preto proposto no relatório R1 “Estudos de Atendimento à Região de Matopiba”, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
3. Não interferir na Estação Ecológica Serra Geral do Tocantins e evitar interferência em sua zona de amortecimento.	
4. Minimizar a interferência na APA do Rio Preto.	

5. Pesquisar a localização e evitar interferência com os sítios arqueológicos situados no corredor.	
6. Manter o distanciamento mínimo de 250 metros das cavernas presentes no corredor localizadas principalmente nas proximidades da SE Dianópolis II, considerando o disposto no artigo 4º da Resolução Conama 347/2004.	
7. Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente, priorizando-se áreas já antropizadas.	
8. Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados e de substâncias de maior valor agregado.	
9. Considerar a localização das Linhas de Transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.	
10. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
11. Avaliar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação aos Planos Básicos das Zonas de Proteção dos Aeródromos existentes localizados no interior ou nas proximidades do corredor.	

APÊNDICE C – TABELA DE COMPARAÇÃO DA DIRETRIZ DA LT 230 KV GILBUÉS II – FORMOSA DO RIO PRETO C1– RELATÓRIO R1 / RELATÓRIO R3

LT 230 kV Giulbués II – Formosa do Rio Preto C1	
Tabela 8 - Comparação da diretriz da LT (Relatório R3) com o proposto no Relatório R1	
Responsável pelo preenchimento:	
Contato do Responsável:	
Data:	
Comparação da diretriz da linha de transmissão (R3) com o corredor estudado no R1	
Extensão do eixo do corredor (R1): 212 km	Extensão da diretriz da LT (R3):
Variação da extensão e principal(ais) motivos:	
A diretriz está inteiramente inserida no corredor?	
No caso de não inserção da diretriz do R3 no corredor do R1, informar os motivos:	
1 - Anexar o mapa contendo o corredor estudado no Relatório R1 e a diretriz proposta no Relatório R3, e os principais fatores socioambientais que influenciaram a diretriz. 2 - Encaminhar arquivo digital da diretriz definida no R3 (formato KML ou <i>shapefile</i>).	
Pontos notáveis verificados no R3, não identificados no R1	
Recomendações do R1 e atendimento no R3	
Recomendações do R1	Foi atendida a recomendação? Se não, justificar.
1. Considerar o arranjo planejado da SE Gilbués II, proposto pela equipe de elaboração dos respectivo Relatório R4, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
2. Considerar o layout da SE Formosa do Rio Preto proposto no Relatório R1 “Estudo de Atendimento à Região de Matopiba”, da qual a presente nota técnica é parte integrante, de forma a compatibilizar a diretriz com o espaço reservado para a conexão da LT planejada.	
3. Priorizar o afastamento da Unidade de Conservação do grupo de Uso Sustentável APA do Rio Preto que está localizada no trecho sul do corredor.	
4. Evitar interferência com os 12 sítios arqueológicos situados no trecho norte do corredor.	

5. Desviar, na medida do possível, dos remanescentes de vegetação nativa sobrepostos pelo corredor e evitar interferência com as Áreas de Preservação Permanente, priorizando-se áreas já antropizadas.	
6. Evitar, se possível, sobreposição com os processos minerários abrangidos pelo corredor, desviando preferencialmente daqueles que se encontram em estágios mais avançados, atentando-se para a presença diamante.	
7. Buscar desvio do assentamento rural presente no corredor.	
8. Minimizar o cruzamento com os cursos d'água presentes ao longo do corredor	
9. Desviar o traçado das áreas urbanas presentes no corredor, além das áreas de concentração de habitações e benfeitorias rurais.	
10. Considerar a localização das linhas de transmissão existentes e planejadas, minimizando o número de cruzamentos e priorizando o paralelismo, quando possível.	
11. Evitar interferência na zona de desertificação de Gilbués.	
12. Buscar, sempre que possível, proximidade com rodovias e vias de acesso existentes.	
13. Avaliar possíveis incompatibilidades do traçado da LT em relação aos Planos Básicos das Zonas de Proteção dos Aeródromos existentes localizados no interior do corredor.	